ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
т.ғ.к., доцент Умбетқулов Е.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
_____ «_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Қызылжар қаласындағы 110/10 кВ ҚС электр жабдықтарын жобалау

мамандығы бойынша

Орындаған Амирбеков Нұрбол ЭСК 12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Курпенов Б.К., аға оқытушы
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к., профессор Жақупов А.А
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «10» 06 2016 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к., доцент Абдикуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «10» 06 2016 ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
доцент, Тергеусізова М.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «10» 06 2016 ж.
(қолы)

Пікір жазушы :
_____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «_____» _____ 20____ ж.
(қолы)

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электроэнергетика факультеті
5В071800 – „Электроэнергетика" мамандығы
ЭСТжЖ кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Амирбеков Нурбол Амангельдиевич
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Қызылжар қаласындағы 110/10 кВ ҚС электр жабдықтарын жобалау
ректордың «19» 10.2015 ж. № 148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» маусым 2016 ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)
Қызылжардағы электрмен қамтамасыз ету Киров С.М. зауытының ҚС зерттеу; сипаттама келтіру
2. ҚС түрлері мен сұлбасын таңдау.
3. Электр түйіндерінің КТ.Т есептеу
4. ПҚС электр құрылғыларын таңдап алу.
5. Релелік қорғанысын келтіру.
6. Өзіндік тұрғысын қарастыру.
7. Экономикалық бөлімі

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:
1. Кіріспе
2. ҚС-ң электр жабдықтарын зерттеу
3. ҚС-ң сұлбаларын таңдау.
4. Қысқа тұйықталуды токын есептеу
5. Релелік қорғанысын есептеу, келтіру
6. ҚС-ң басты құрылғыларын таңдау
7. Өзіндік тұрғысы
8. Экономикалық бөлімі
9. Қорытынды.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. 1. Карталық сызба (қосалқы станция)
2. Киров С.М. ж-қ қ.с. қорек көзі сұлбасы
3. ТӨН -40000/110 тр-қ тонкұттаттық механизмдері
4. Максималды режим графигі
5. Қысқа тұйықтау токын есептеу сұлбасы
6. Бұрмелеріміен ораға басу сұлбасы
7. Электрлік аппараттарды таңдау
8. ТӨК трансф-ң есептік және қатаңдық мәндері
9. Кернеу трансформаторларының негізгі қосылу жүктемелері.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Хожин Т.Х. Электр станцияларын мен қосалқы станциялар (оқулық). – Алматы: "Ғылым" баспа ұйымы, 2002г.
2. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. – М., Энергия, 1973г.
3. Әлиев Ә.Қ., Ғалымбатыров С.Б., Керімов А., Қусайынов А.Қ., Шүкіров И.М., Шотов Ж.Ж., Исаков К.Б., Қазақша-орысша терминдер сөздік. Энергетика – Алматы: Республикалық мектеп. Ғылым баспасы, 2002г.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Энергетикалық қауіпсіздік	доц. Абдимуратов Ә.Ж.	20.03.16 – 10.06.16	
Экономикалық бөлім	профессор Жақупов	10.06.16	
Мәмлер бақылау	доцент Терегулова	10.06.16	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Киров С.М. заводының қ.с. сипаттамасы	19.01.16 - 21.02.16	
2.	қс түрлері мен сұлбалар таңдау	23.02.16 - 04.04.16	70
3.	Қысқа тұйықтау тогын есептеу	06.04.16 - 14.04.16	5
4.	Қосалқы станцияның басты құрылғыларын таңдау	15.04.16 - 21.04.16	5
5.	Өмір тіршілік қауіпсіздігі	23.04.16 - 7.05.16	5
6.	Экономикалық бөлім	25.04.16 - 17.05.16	
7.	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жазбаларын орындау	04.05.16 - 20.05.16	5
8.	Дипломдық жобаны қорғауға	2016 ж. маусым	100%

Тапсырманың берілген уақыты «19» 10 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ Умбетқулов Т.Ғ.К., доцент
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Курпенов Б.К., аға оқытушы
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Амирбеков Нұрбол
(қолы) (аты -жөні)

Аннатоция

Целью данного дипломном проекта является реконструкция электрооборудования ПС 110/10 кВ в городе Кызылжар. Для выполнения данной задачи в дипломнов проекте необходимо произвести расчет токов короткого замыкания, на основании которого произвести выбор коммутационного оборудования.

Произвести расчет трех режимов электрической сети с использованием программы RASTER.

Разработать мероприятия безопасности жизнедеятельности и техники безопасности. Рассчитать защитное заземление и молниезащиту.

В экономической части рассмотреть инвестиционные влажения в данный проект.

Annation

The purpose of this diplomnom ppoekta yavlyaetcya reconstruction of 110/10 kV electrical substation in the city Kyzylzhar . To accomplish this task in a project thesis is necessary to calculate the short-circuit current on the basis of which to make a choice of switching equipment.

To calculate the three mains mode with RASTER program.

Develop life and safety of security measures . Calculate protective earthing and lightning protection.

In the economic part vlazheniya consider investment in the project.

Андатпа

Бұл дипломдық жобаның тақырыбы Қызылжар қаласындағы 110/10 кВ ҚС электр жабдықтарын жобалау болып табылады. Жобада 110/10 кВ №14А «Завод 20 лет октября» қосалқы станциясын қайта құру жұмыстары жүргізілді.

Қысқа тұйықталу токтарына есептеу жүргізілді. Аса ауыр режімдегі қысқа тұйықталу токтары бойынша жабдық таңдалынды: ажыратқыш пен бөлгіш.

«Қарастырылып отырған тораптың жұмыс режімдерін есептеу» тарауында Rastrwin бағдарламасы арқылы 3 режім жасалынды.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі тарауында 110 кВ қосалқы станцияның жерлендіруіне есептеулер жүргізілді. Нәтижесінде, жерлендіргіштер таңдалынды.

Экономикалық бөлім тарауында жобаның инвестциялық тартымдылығы қарастырылды.

Мазмұны

Кіріспе 7
1 №14А «Завод 20 лет октября» ҚС-ң сипаттамасы 8
1.1 АЖҚ АҚ желісіндегі қалыпты жағдай 8
1.2 №14А «Завод 20 лет октября» ҚС-ң қайта құру негіздемесі 10
2 ҚС түрлері мен сұлбаларын таңдау 11
2.1 Трасформаторларды таңдау 13
2.2 Қарастырылып отырған желінің жұмыс режимін есептеу 14
3 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу 17
4 №14 «20 лет октября» қосалқы станциясындағы басты құрылғыларды таңдау 23
4.1 Электр аппараттарын таңдау 23
4.3 Қатты шинаны таңдау 28
5 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі 35
5.1 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу 35
5.2 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу. 37
5.3 Қондырғы орналасқан бөлмедегі жасанды жарықтандыруды есептеу 38
5.4 ЖЭО-дағы өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Өрттің алдын алу шаралары 41
5.5 Өртке қарсы шаралар 43
6 Экономикалық бөлім 45
6.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі 45
6.2 Жылулық энергияны өндіру 46
6.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар 47
6.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу 48
6.5 Қаржылық түсімдер мен пайданы анықтау 54
Қорытынды 57
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі 58

Кіріспе

Электр энергиясы қазіргі таңда дамыған қоғамда алғашқы орындарды иеленуде. Ауқымды пайдалану жағынан онымен тек электр энергиясымен іске асып отырған өте қарқынды даму үстіндегі информациялық технологияны салыстыруға болады. Адамзаттың тұрмыс-тірішілігі де осы электр энергиясымен тығыз байланысты. Өткен ғасырлардың аяқ жағында құрылыстың қарқынды дамуына орай электрлендіру жүзеге асты. Электр жүктемелері өсті, сонымен қатар электр станциялардың, қосалқы станциялардың, электр желілердің саны мен қуаты өсе бастады. Қайта құрылыстандыру, Совет Үкіметінің құлдырауы, экономикадағы кризис – осының бәрі энергетика саласына әсер етпей қоймады. Қазіргі кезде көптеген ірі және шағын өндірістер жұмысын тоқтатуда немесе аз қуатты өніруде. Бірақ соңғы кезде сұраныс арта бастады.

Энергетикалық өндірістің маңызыдылығы сол, электр станцияларын, қосалқы станияларын жабуға мүлдем болмайды: біріншіден, көп жағдайда электр энергиясымен бір ғана емес бірнеше тұтынушылар пайдаланады; екіншіден, өндірістік тұтынушылармен бірге тұрмыстық тұтынушылар қатар жүреді. Әсіресе, ауыл шаруашылығында актуалды мәселе болғандықтан, электр энергиясын тұрмыстық жағадайға қарағанда өндірістік қажеттілікте сұраныс қатты төмендеді; үшіншіден, энергетикалық объектілер жүйелі бақылауда және тұрақты қызмет көрсететін құрылысы күрделі, қымбат жабдықтардан құралады.

Электрикалық нысандарды жөнсіз тоқтатып қоюдың негізгі себептерінің бірі - мемлекеттегі орнатылған экономикалық жағдайларға байланысты демонтаждалатын немесе ескі-құсқыға берілетін түсті металлдардан тұрады. Қорытындылай келе, энергетикалық нысандарды, соның ішінде қосалқы станцияларды тығыз арада қайта құру керек. Энергожүйелердің ішіндегі негізгі бағытты қосалқы станцияға бұрған себебіміз, кейбір энергоблоктардың қайта құруын тоқтату арқылы электр станцияда жүктемені төмендетуді түсіндіреді, АЖ төменгі жүктемеде ыңғайлы режимде жұмыс жасайды, ал энергияны жеке қажеттілікке өзгеріссіз тұтыну қосалқы станцияда жүктеменің аз болуына алып келеді. Ол дегеніміз трансформатор мен автотрансформаторлардағы энергия шығынын көбейтеді. Жарық және қосалқы станцияның қызуы тұтыну қуатына байланысты емес. Жоба ортақ анықтамалық және нормативті құжаттарға сүйенген (ПУЭ, ПТЭ).

Қазіргі уақытта өмірді және адам қызметін электр энергиясыз елестету мүмкін емес. Себебі электр энергияны автоматикада, электроникада және т. б. салада маңызды құрал ретінде қолданады. Сондықтан электр энергиясы бұрыннан бері халық шаруашылығына, тұрмыс-тіршілікке тікелей қатысты. Электр энергиясының негізгі ерекшелігі – қарапайым құрылысында, таратылуында, өндірілуінде.

1. №14А «Киров С.М.» ҚС-ң сипаттамасы

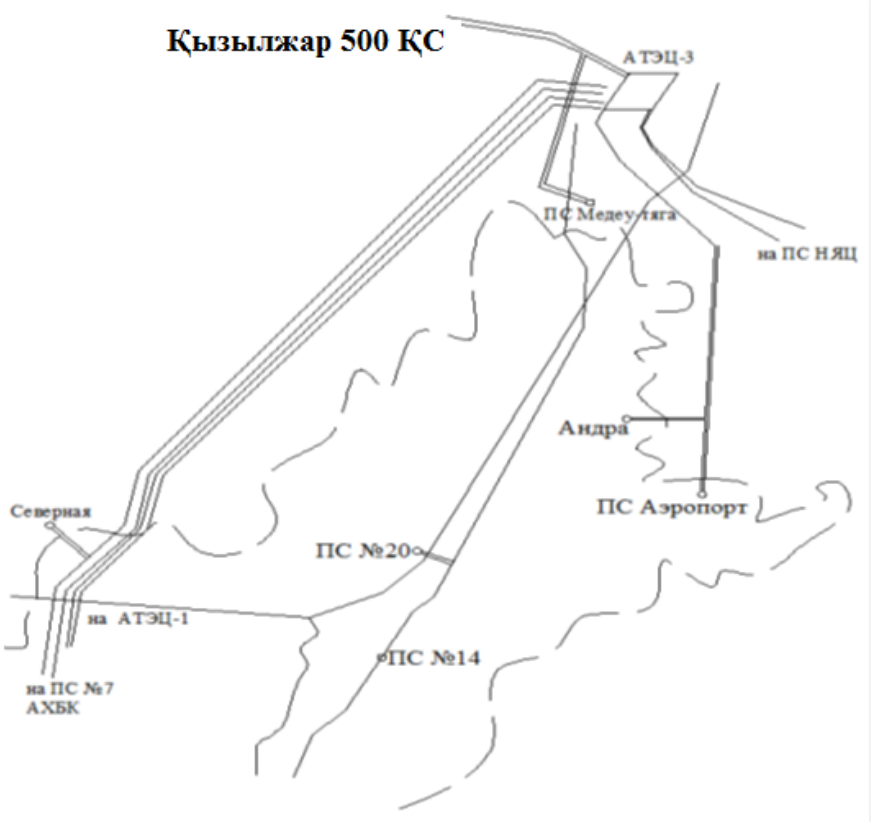
1.1 АЖҚ АҚ желісіндегі қалыпты жағдай

Кернеуі 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» қосалқы станциясы бар электр жабдықтау аймағына қуаты 22 МВт Қызылжар қаласының солтүстік бөлігі кіреді (Дулатов даңғ. – Сейфуллин көш. – Магнитная көш. – Монтажная көш.).

Қазіргі уақытта кернеуі 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» ҚС-на қуаты 2·25МВА (Т1-2004г. Т3-1979г.) трансформатор орнатылған. Бұл қосалқы станцияның жабдықтары ескірген және ауыстыруды талап етеді.

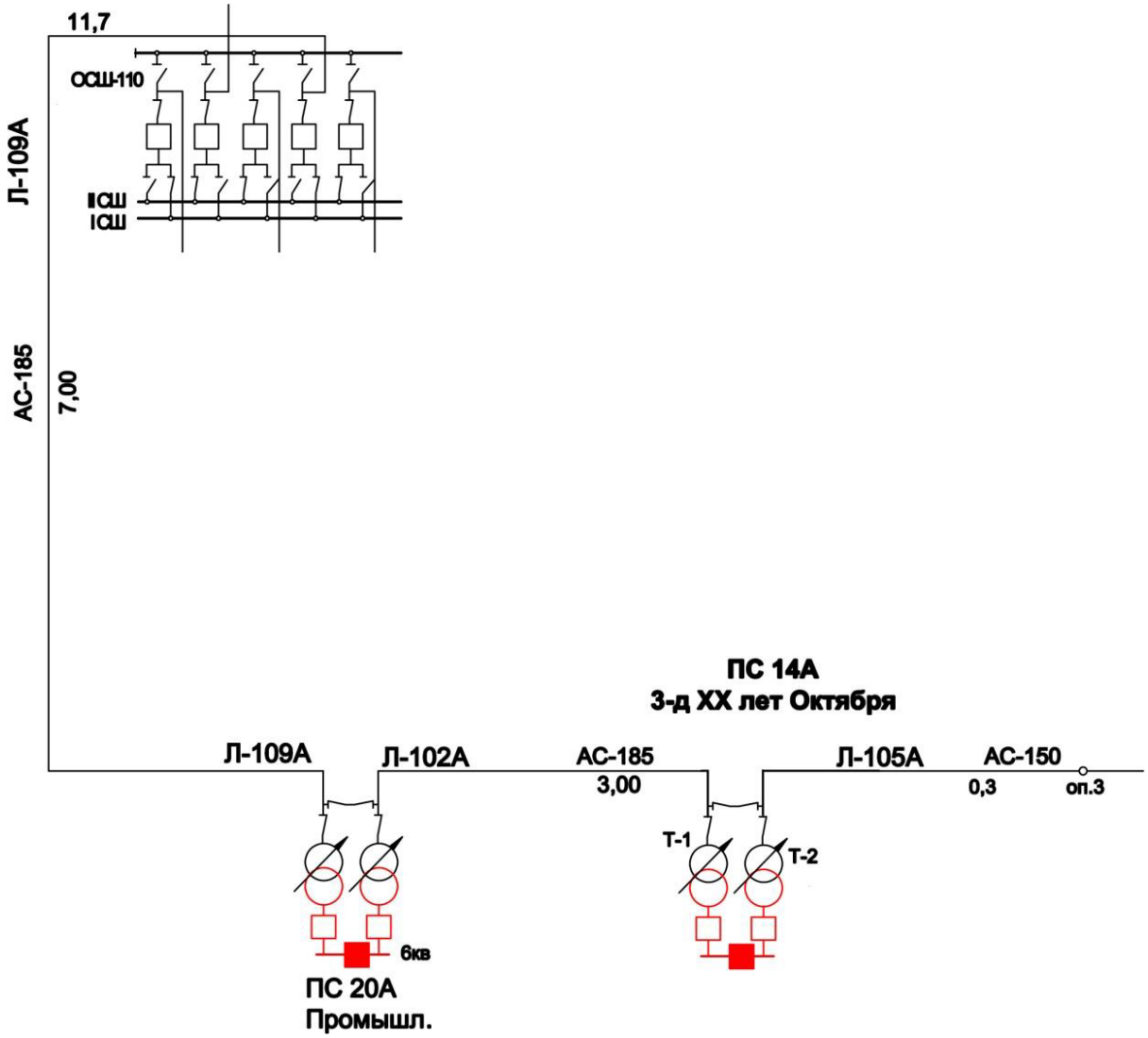
24.12.09ж. уақыттан бері трансформаторлардың жылдық өлшемі 22,1 МВт қуатты құрады.

Қазіргі уақытта тұтынушыларға 5,4 МВт-қа техникалық талаптар берілді.



1.1 сурет – Карта - сұлба (Қызылжар қ., солт.-шығыс)

Суретте көрсетілгендей, ҚС-ң қорек көзі кернеуі 110 кВ ауа желісінде маркасы АС-180 түрінде екі тармақ арқылы іске асады. Ұзындығы 10 км тармақ транзиттік желіге қосылады.



1.2 сурет. №14А «Киров С.М.» ҚС қорек көзі сұлбасы

1.1 кесте - ҚС орналасқан ауданның климаттық және геологиялық жағдайларын есептеу

Климаты	Континентті (К)
Ауаның температурасы:	
Жылдық орташа	(+20)°С
Максималды	(+40)°С
Минималды	(-27)°С
Жабдық оқшауламасының ластану дәрежесі	II
Мұзды аймақта	II (мұздың есептік қалыңдығы 10 мм)
Желді аймақта	I (Желдің есептік жылдамдығы 25м/сек)
Дауылды аймақта	40-60 сағат аралық

1.2 №14А «Киров С.М.» ҚС-ң қайта құру негіздемесі

Кернеуі 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» қосалқы станциясы бар электр жабдықтау аймағына қуаты 22 МВт Қызылжар қаласының солтүстік бөлігі кіреді (Дулатов даңғ. – Сейфуллин көш. – Магнитная көш. – Монтажная көш.).

Қызылжар қаласы инфрақұрылымның үдемелі дамуына орай, электрмен сенімді қамтамасыз ету үшін және жаңа тұтынушылардың қажеттіліктерін толық қанағаттандыру еркін трансформаторлық қуат қажеттілігі туындайды.

Қазіргі уақытта кернеуі 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» ҚС-на қуаты 2·25МВА (Т1-2004г. Т3-1979г.) трансформатор орнатылған. Бұл қосалқы станцияның жабдықтары ескірген және ауыстыруды талап етеді. ҚС-ң техникалық жағдайы нашар болуының негізгі себептері:

- қосалқы станцияның бірінші және екінші коммутациялық сұлбасы;
- күштік жабдықтың апаттық жағдайы (1961 ж. пайдалануға берілді);
- ОД және ҚТ-ң есірген сұлбасы қазірге нормаға және заманауи электр жабдықтың талаптарына сәйкес келмейді;
- Аваримді және қайта жөндеу режимдеріндегі күштік жабдықтардың 110%-дан жоғары болуы;

24.12.09ж. уақыттан бері трансформаторлардың жылдық өлшемі 22.1 МВт құрайды.

Қосалқы станцияның елеулі физикалық және моральдық тұрғыдан тозуы II дәрежелі электр жабдығының 5 рет бас тартуына әкеліп соқты және тұтынушыларға электр энергиясының жетіспегендіктен ҚС-ң қызмет көрсету аймағы 61200кВт*сағ құрады.

Жаңа тұтынушылардың қосылуына және жүктеме мөлшерінің өсуіне орай 2010 жылы 26 МВт-қа дейін өседі, ал 2020 жылы 41 МВт, сонымен қатар солтүстік Қызылжар қ. тұрғындарының электр энергиясымен толықтай қамтамасыз етілуі.

Кернеуі 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» ҚС-ның жабық бөлігі қалалық құрылыс шарттары бойынша ашық қосалқы станцияға рұқсат етілмейтін тұрғын үй ғимараттары бар, Қызылжар қ., Бейімбет Майлин көшесінде орналасқан.

Қазіргі уақытта алғашқы нысандарды қосу құрылыстың аяқталуымен қатар жүргізіледі деген мәселе туындап тұр.

2 ҚС түрлері мен сұлбаларын таңдау

Электр желісін жаңғырту жобасында ҚС-ң сұлбасы жеңіл түрде алынады. Жеке бағыттарындағы номиналды кернеу көрсетілген ерте құрылған желі үйлесімі жеке ҚС-лы траннсформаторлар түрлерін орнатуға мүмкіндік туығызады, қосу сұлбасы және жобаланған желіде толық электрлік сұлбасын осы негізде шығаруға болады.

ҚС жалғану әдісі бойынша келесіге бөлінеді:

А) радиалды желінің соңына қосылған тұйық;

Б) өтпелі желіге қосылатын өтпелі түрі (транзитті)

В) жеке немесе қос желіге қосылатын ответвительное.

ҚС сұлбасын таңдау кезінде міндетті түрде «n» желінің және трансформатордың санын ескеру керек, эксплуатацияның сенімділігі мен қарапайымдылығын талап ету.

Тұйықталған бір және қострансформаторлы ҚС-лар жоғарғы кернеулі ажыратқыштармен реттеледі. Қос трансформаторлы ҚС-да шиналардың бөгет болуы екі жақты әрекет жасайтын жетектері бар бөлгіштерде автоматты түрде орындалуы мүмкін немесе екі айырғышпен орындалатын автоматсыз түрде.

Кернеуі 110 кВ өтпелі ҚС-да қосылғыштардың саны алтыға дейін болса, бір секциялы ажырытқышы бар сұлба және аралас секциялы, бақылау ажыратқышты трансформатор тізбегіндегі ажыратқыштары бар шинаның бақылау жүйесі қолданылады.

Қосылғыштардың саны 7 не одан көп болса екі қолданбалы сұлба және бір бақылау жүйесі, ал транзитті ҚС-ға көпірлік сұлба қолданылады.

ҚС келесі жұмыс жағдайларына есептелген:

- қондырғы биіктігі теңіз деңгейінен 1000 м-ден аспау керек;
- қоршаған орта температурасы -60°С-тан +40С°-қа дейін;
- жел және мұзды аймақтарда қолданылуы, I-IV аймақа ПУЭ бойынша;
- М1 по ГОСТ 17516. 1 – 90 эксплуатациясы бойынша - сыртқы ортаның механикалық факторы.
- атмосфера түрі –ГОСТ 15150-90 бойынша II;
- сейсмикалық төзімділік MSK – 64 шкаласы бойынша 8 балл;
- жоғарғы вольтты құрылғылардың оқшаулама дәрежесі - А (I), Б (II*) по ГОСТ 9920 – 89.

Кернеуі 110 кВ ҚС келесі негізгі элементтерден тұрады:

a) күштік трансформаторлардан (автотрансформатор);
b) сызықтық реттегіш трансформаторлардан;
c) ашық тарату құрылғылардан;
d) фундаменттен;
e) найзағай қорғағыштан;
f) жерлендіргіштен;
g) кедергілерден;
h) әжетханадан.

110 кВ-ты қосалқы станцияның құрылысы ретінде төбесінде ГОСТ 11677-85, ГОСТ 11920-93 , ГОСТ 12965-93 и ГОСТ 17544-93 шарттары бойынша орналасқан күштік трансформатор қарастырылған.

АТҚ-110 кВ (ашық тарату құрылғы) жалпы түрде мыналардан тұрады:

- транспортабельных блоков 110 кВ со смонтированными высоковольтными аппаратами, главными и вспомогательными цепями согласно принципиальной электрической схеме на подстанцию;
- ортақ ҚС-ды басқару пунктіден;
- қатты және икемде ошиновоктан;
- кабельдерден;
- жарық қондырғылардан.

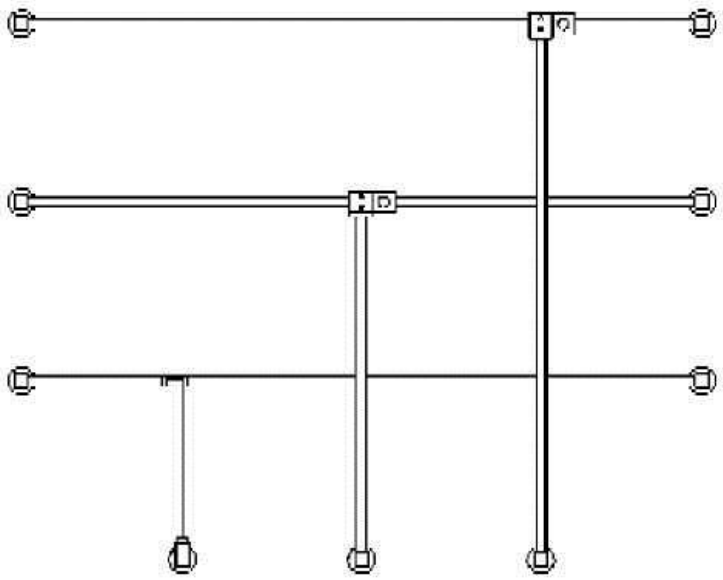
Кернеуі 110 кВ бөлімшелер электрлік қосылғыштардың негізгі сұлбаларына және функционалдық тағайындауына байланысты келесілерде қолданылады:

- айырғыш бөлімшесі;
- қабылдау бөлімшесі;
- кернеу трансформаторлар бөлімшесі;
- ток трансформаторлар бөлімшесі;
- ажыратқыш бөлімшесі;
- асқын кернеуді шектеу және жерге тұйықтау бөлімшесі;
- тіреуіш оқшаулама бөлімшесі;
- асқын кернеуді шектеу бөлімшесі.

Кернеуі 110 кВ АТҚ-да қатты және жұмсақ шиналандыру қолданылады. Қатты шиналандыру барлық кернеулерге біркелкі және алюмин қорытпасынан, дәнекерлеуіш пен қоқышты АС немесе АСКП маркілі сымнан жасалынады. Шинада жоғары кернеулі аппараттарды өзара және контактілермен қосатын арнайы контактті пластиналар, ал дәнекерлеуіш пен қосқыштарға – аппараттық қысқыштар бар. Қатты құбырлы шиналарда бір жағынан, құрылымы шинаға ±70 мм шегінде қозғалуға мүмкіндік беретін, компенсациясы бар. Шинаның аппараттың айналмалы бағанымен қосылуы сол аппараттың икемді байланысымен іске асады.

Шиналау бір немесе екі қабаттан тұрады. 110 кВ-ты шиналаудың төменгі қабаты аппараттың бағанына немесе тіреуіш оқшауламасына қондырылады және жоғарғы қабатты шиналауға бекітілген арнайы жалғамалы жерге орнатылған.

110 кВ-ты ажыратқыш бағандарының төменгі тасымалдаушы қабілеттілігін ескере отырып, 110 кВ АТҚ қатты шиналар бағаналардың жанындағы тіреуіш оқшауламаларға орнатылған.



2.3 сурет - Қатты шиналандыру

Жұмсақ шиналандыру 10 кВ ТҚ кіріс ұяшығының күштік трансформаторға қосу үшін қолданылады. Фазадағы сымдар саны және олардың маркасы кіріс ұяшығындағы номиналды тоқтың шамасына қатысты.

Сымның бір басы аппараттық қысқыштармен сығымдалған, ал екінші басы қосалқы станцияда сымның ұзындығын анықтағаннан кейін бекітіледі. Тіреуіш оқшауламада сымдар арнайы шина ұстағышпен бекітіледі.

Егер бір фазада екі не одан көп сымдар болса онда арнайы төсеме қолданылады.

Қосалқы станция аумағындағы бақылау кәбілдер аспалы (ілмелі) науада жүзеге асады. 2.3-Сурет.

Аспалы науалардың құрылымы өз алдына төменгі жағынан ашылатын қорап тәрізді. Төменгі қуысы кәбіл төселетін алынбалы планкалармен жабылады.

2.1 Трасформаторларды таңдау

Электрлік жүктеменің құрамындағы қосалқы станцияның әсер ету ауқымында электрмен қамтамасыз етудің сенімділігіне байланысты бірінші және екінші ретті тұтынушылар бар, осыған байланысты ҚС-да екі трансформатлор бірге орнатылып және жұмысқа енгізілу керек. 3.1 кестедегі келтірілген мәліметтерге байланысты екі екіормады қуаты 40 МВА-ден 110/10 кВ трансформаторын алдық:

$$S_{m-1,m-2} \geq \frac{P_{m-1,m-2}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi} = \frac{55{,}6}{1{,}4 \cdot 0{,}9} = 44{,}12 \text{ МВА}.$$

2.2 кесте – ТДН-40000/110 трансформаторының төлқұжаттық мәліметтері

Тип трансформатора	Sном, МВА	U_k, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_{хх}$, %	$R_{тр}$, Ом	$X_{тр}$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, кВар.
ТДН-40000/110	40	10,5	172	36	0,65	1,40	34,7	260

2.2 Қарастырылып отырған желінің жұмыс режимін есептеу

Бұл тарауда Rastrwin программаның көмегімен үш жұмыс режимі есептелді, олар орташа минималды (максималдыдан 70%) және апаттық.

Максималды режим:

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	Линия L-109A	115					65,1	38,5		-100,0	100,0		115,00	
2			Нагр	2	L-109A конец	110											113,40	-0,64
3			Нагр	3	ПС Промышл. НН	10			20,2	9,8							9,90	-4,60
4			Нагр	4	Линия L-102A	110											112,94	-0,82
5			Нагр	5	ПС Октябрс.	10			43,6	21,7							9,95	-3,97

2.4 сурет – Тораптар

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			Линия L-109A - L-109A ко...	1,13	2,89	-9,0				-65	-39
2			Тр-р	2	3			L-109A конец - ПС Промы...	2,19	43,35		0,091			-20	-12
3			ЛЭП	2	4			L-109A конец - Линия L-1...	0,49	1,24	-4,1				-44	-25
4			Тр-р	4	5			Линия L-102A - ПС Октяб...	0,64	15,88		0,091			-44	-25

2.5 сурет - Тармақтар

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1			1	Линия L-109A	115,00				65,1	38,5		-100,0	100,0
2			2	L-109A конец	113,4	-0,6	-65	-39	0,49	1,25	380		-0,12
3			2	L-109A конец	113,40	-0,64							
4			1	Линия L-109A	115,0	0,6	65	37	0,49	1,25	380		-0,12
5			3	ПС Промышл. НН	9,9	-4,0	-20	-12	0,09	1,84	119		
6			4	Линия L-102A	112,9	-0,2	-44	-25	0,10	0,24	256		-0,05
7			3	ПС Промышл. НН	9,90	-4,60	20,2	9,8					
8			2	L-109A конец	113,4	4,0	20	10	0,09	1,84	1 306		
9			4	Линия L-102A	112,94	-0,82							
10			2	L-109A конец	113,4	0,2	44	25	0,10	0,24	256		-0,05
11			5	ПС Октябрс.	10,0	-3,1	-44	-25	0,13	3,15	257		
12			5	ПС Октябрс.	9,95	-3,97	43,6	21,7					
13			4	Линия L-102A	112,9	3,1	44	22	0,13	3,15	2 825		

2.6 сурет - Тораптар+Тармақтар

Минималды режим (максималды режимнен 70%):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	Линия L-109A	115					32,1	17,0		-100,0	100,0		115,00	
2			Нагр	2	L-109A конец	110											114,26	-0,32
3			Нагр	3	ПС Промышл. НН	10			10,1	4,9							10,20	-2,23
4			Нагр	4	Линия L-102A	110											114,04	-0,41
5			Нагр	5	ПС Октябрс.	10			21,8	10,7							10,23	-1,93

2.7 сурет - Тораптар

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			Линия L-109A - L-109A ко...	1,13	2,89	-9,0				-32	-17
2			Тр-р	2	3			L-109A конец - ПС Промы...	2,19	43,35		0,091			-10	-5
3			ЛЭП	2	4			L-109A конец - Линия L-1...	0,49	1,24	-4,1				-22	-11
4			Тр-р	4	5			Линия L-102A - ПС Октяб...	0,64	15,88		0,091			-22	-11

2.8 сурет - Тармақтар

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1			1	Линия L-109A	115,00				32,1	17,0		-100,0	100,0
2			2	L-109A конец	114,3	-0,3	-32	-17	0,11	0,29	182		-0,12
3			2	L-109A конец	114,26	-0,32							
4			1	Линия L-109A	115,0	0,3	32	17	0,11	0,29	182		-0,12
5			3	ПС Промышл. НН	10,2	-1,9	-10	-5	0,02	0,43	58		
6			4	Линия L-102A	114,0	-0,1	-22	-11	0,02	0,06	125	0,00	-0,05
7			3	ПС Промышл. НН	10,20	-2,23	10,1	4,9					
8			2	L-109A конец	114,3	1,9	10	5	0,02	0,43	635		
9			4	Линия L-102A	114,04	-0,41							
10			2	L-109A конец	114,3	0,1	22	11	0,02	0,06	125	0,00	-0,05
11			5	ПС Октябрс.	10,2	-1,5	-22	-11	0,03	0,74	125		
12			5	ПС Октябрс.	10,23	-1,93	21,8	10,7					
13			4	Линия L-102A	114,0	1,5	22	11	0,03	0,74	1 371		

2.9 сурет - Тораптар+Тармақтар

Апаттық режимнен кейін (бір трансформатордың өшірілуі):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	Линия L-109A	115					64,5	40,8		-100,0	100,0		115,00	
2			Нагр	2	L-109A конец	110											113,35	-0,62
3			Нагр	3	ПС Промышл. НН	10			20,2	9,8							9,90	-4,59
4			Нагр	4	Линия L-102A	110											112,84	-0,80
5			Нагр	5	ПС Октябрс.	10			43,6	21,4							9,56	-7,37

2.10 сурет – Тораптар

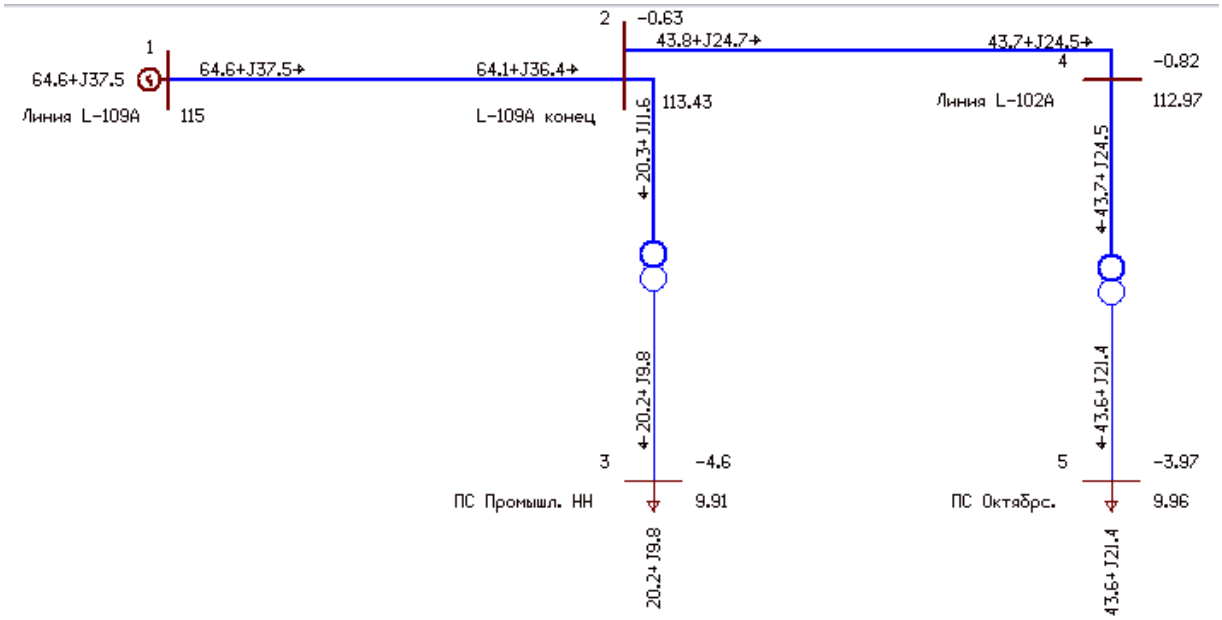
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			Линия L-109A - L-109A ко...	1,13	2,89	-9,0				-64	-41
2			Тр-р	2	3			L-109A конец - ПС Промы...	2,19	43,35		0,091			-20	-12
3			ЛЭП	2	4			L-109A конец - Линия L-1...	0,49	1,24	-4,1				-44	-28
4			Тр-р	4	5			Линия L-102A - ПС Октяб...	1,28	31,76		0,091			-44	-28

2.11 сурет – Тармақтар

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1			1	Линия L-109A	115,00				64,5	40,8		-100,0	100,0
2			2	L-109A конец	113,3	-0,6	-64	-41	0,50	1,27	383	0,00	-0,12
3			2	L-109A конец	113,35	-0,62							
4			1	Линия L-109A	115,0	0,6	64	40	0,50	1,27	383	0,00	-0,12
5			3	ПС Промышл. НН	9,9	-4,0	-20	-12	0,09	1,85	119		
6			4	Линия L-102A	112,8	-0,2	-44	-28	0,10	0,27	267	0,00	-0,05
7			3	ПС Промышл. НН	9,90	-4,59	20,2	9,8					
8			2	L-109A конец	113,3	4,0	20	10	0,09	1,85	1 310		
9			4	Линия L-102A	112,84	-0,80							
10			2	L-109A конец	113,3	0,2	44	28	0,10	0,27	267	0,00	-0,05
11			5	ПС Октябрс.	9,6	-6,6	-44	-28	0,27	6,78	267		
12			5	ПС Октябрс.	9,56	-7,37	43,6	21,4					
13			4	Линия L-102A	112,8	6,6	44	21	0,27	6,78	2 932		

2.12 сурет - Тораптар+Тармақтар

Есептеудің шешімі желі тораптарындағы кернеудің деңгейін қанағаттандырарлық екенін көрсетті.



2.13 сурет - «Максималды режим» графигі

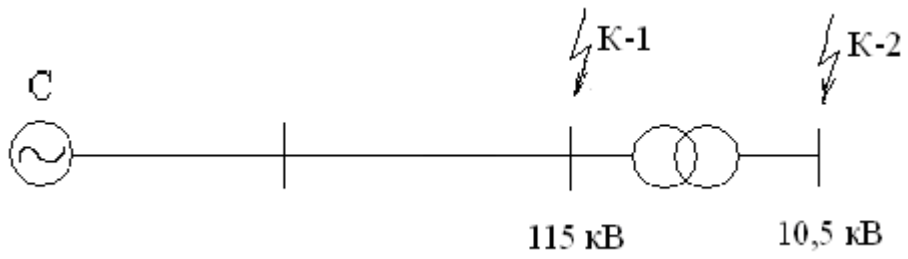
3 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу

Қысқа тұйықталу тоғын есептеу келесі себептермен жүргізіледі: қарастырылып отырған жүйедегі коммутациялық аппараттарға қойылатын талабын анықтау, орнатылған аппараттарды ҚТ тоғына тексеру және ҚТ тоғын шектеуге керекті шарттар таңдау, ҚТ тоғының мөлшерін анықтау.

Есептеу кезінде келесі мәселелер ескерілмейді:

- Қуат көзінің ЭҚК фаза ауытқуы және синхронды генератордың айналу жиілігінің ауытқуы;
- Трансформатордың магниттеуі тоғы;
- ҚТ тоғы бос жүріс ржимі бойынша есептеледі, яғни, жүктеме есепке алынбайды.

Есептелу нақты келтірілген бір сатылы атаулы бірлікте жүргізіледі. Жұмысты оңайлату үшін жктеме кедергісі және орынбасу сұлбасының активті құраушылары ескерілмейді. ҚТ тоғын №14 «Завод 20 лет октября» қосалқы станциясы үшін жүргіземіз.



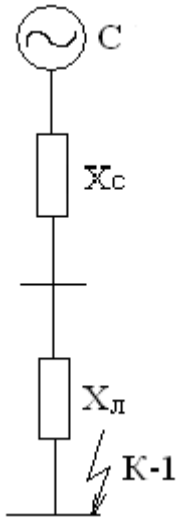
3.1 сурет – Қысқа тұйықталу тоғын есептеу сұлбасы

К-1 нүктесіндегі ҚТ есептеу тоғының орын басу сұлбасын құрастырып, параметрлерін анықтаймыз.

Бұл орын басу сұлбасындағы индуктивті кедергінің мәні:

$$U_{срк-1} = U_б = 115кВ,$$

$$X_c = \frac{U_б^2}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.отк} \cdot U_{ср}} \qquad (3.1)$$



3.2 сурет – Түрлендірілген орын басу сұлбасы

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 115} = 1{,}7 \text{ Ом.}$$

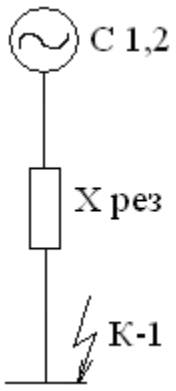
$I_{ом,отк}$= 40кА – ВЭБ-110Н-2500-40 ажыратқышының номиналды тоғының ажыратылуы:

$$X_л = 4{,}4 \text{ Ом;}$$

Әрі қарай түрлендіруді жүргіземіз, қорек көзін біріктіріп, К-1 нүктесіне дейінгі кедергінің нәтижесін анықтаймыз:

$$X_{рез} = X_c + X_л, \qquad (3.2)$$

$$X_{рез} = 1{,}7 + 4{,}44 = 6{,}14 \text{ Ом.}$$



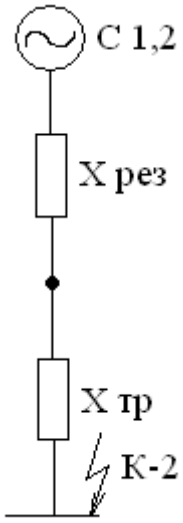
3.3 сурет – К-1 нүктесіне дейін түрлендірілген орын басу сұлбасы

ЭҚК нәтижесі:

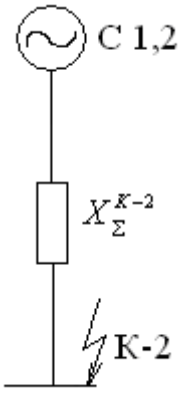
$$E = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}, \tag{3.3}$$

$$E = \frac{110}{\sqrt{3}} = 63{,}95$$

К-2 нүктесіне дейінгі сұлбаны түрлендіреміз.



3.4 сурет – К-2 нүктесіне дейін түрлендірілген орын басу сұлбасы



3.5 сурет – К-2 нүктесіне дейін түрлендірілген орын басу сұлбасы

$$E = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}, \tag{3.4}$$

$$X_{\Sigma}^{k-2} = X_{рез} + X_{\Sigma тр}, \tag{3.5}$$

$$X_{\Sigma}^{k-2} = 6{,}14 + 69{,}5 = 75{,}64 \text{ Ом},$$

$$X_{тр} = 139 \text{ Ом}.$$

$$X_{\Sigma тр} = \frac{X_{тр}}{2}, \tag{3.6}$$

$$X_{тр} = 69{,}5 \text{ Ом}.$$

К-1 нүктесіндегі ҚТ тоғын анықтаймыз:

$$I_{кз}^{k-2} = \frac{E}{X_{рез}}, \tag{3.7}$$

$$I_{кз}^{k-2} = \frac{63{,}95}{6{,}14} = 10415{,}3 \text{ А}.$$

Қысқа тұйықталу кезінде К-2 нүктесіндегі ҚТ тоғы 10,5 кВ-қа келтіріледі.

$$I_{кз}^{k-2} = \frac{E}{X_{\Sigma\ рез}^{k-2}} \cdot \frac{U_В}{U_Н}, \tag{3.8}$$

$$I_{кз}^{k-2} = \frac{63{,}95}{75{,}64} \cdot \frac{115}{11} = 8835 \text{ А}.$$

К-2 нүктесіндегі ҚТ тоғы $U_В/U_Н$ нақты трансформация коэффициентін ескере отырып анықталды.

К-1 және К-2 нүктелері үшін қысқа тұйықталудың соққы тоғын анықтаймыз:

$$I_{у}^{k-2} = \sqrt{2} I_{кз}^{k-i} \cdot K_{ус} \text{ А}, \tag{3.9}$$

$I_{кз}^{k-i}$ - $К_i$ нүктесіндегі ҚТ тоғы,

$K_{ус} = 1{,}81$ - соққы коэффициенті

$$I_{у}^{k-2} = \sqrt{2} I_{кз}^{k-i} \cdot k_{у}^{k-1} \tag{3.10}$$

$$I_y^{k-2} = \sqrt{2} \cdot 10415{,}3 \cdot 1{,}7 = 25039 \text{ А}.$$

$$I_y^{k-2} = \sqrt{2} I_{кз} \cdot k_y^{k-2} \qquad (3.11)$$

$$I_y^{k-2} = \sqrt{2} \cdot 8835 \cdot 1{,}81 = 22615 \text{ А}.$$

Қосалқы станцияның ток өткізгіш бөлігі мен жабдықтардың жылу төзімділігін бағалау үшін К-1 және К-2 нүктелеріндегі квадраттық тоғының импульстік есептік құнын анықтаймыз:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_\alpha), \qquad (3.12)$$

мұндағы $I_{кз}^2$ - ҚТ тоғы;

$t_{откл}$ – қысқа тұйықталудың өшу уақыты. ПУЭ бойынша, ҚТ-ң өшу уақыты беріліп отырған желідегі релелік қорғаныстың қозғалыс уақытынан;

$t_{р.з.}$ АҚҚ жұмысын және ажыратқыштың толық өшу уақытын $t_{откл.в}$ ескере отырып алынады.

$T_а$-соққы коэффициентіне $K_{уд.}$= 1,81 сәйкес, мәні 0,068с, қысқа тұйықталудағы тұрақты уақыт.

ҚТ-ғы өшу уақытын анықтаймыз:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откВ}, \qquad (3.13)$$

$$t_{откл} = 0{,}1 + 0{,}055 = 0{,}155 \text{ сек}.$$

Мәліметтерді ВЭБ – 110Н 2500-40 ажыратқышы үшін анықтаймыз.

Трансформатордың ВН және НН шиналарындағы квадраттық тоқтың импульсін анықтаймыз:

$$B_k^{k-1} = I_{кз}^{2(k-1)} \cdot (t_{откл} + T_\alpha), \qquad (3.14)$$

$$B_k^{k-1} = 10415^2 \cdot (0{,}165 + 0{,}03) = 21{,}15 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_k^{k-1} = I_{кз}^{2(k-2)} \cdot (t_{откл} + T_\alpha), \qquad (3.15)$$

$$B_k^{k-1} = 8835^2 \cdot (0{,}165 + 0{,}03) = 15{,}7 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Жабдықтарды таңдаған кезде міндетті түрде t>0 уақыт үшін ҚТ тоғының апериодтық құраушысының мәнін білу керек.

Максималды мәніндегі апериодтық құраушы:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} I_{кз} \cdot e^{-\tau / T_\alpha}, А. \quad (3.16)$$

мұндағы $I_{кз}$ - ҚТ тоғы;

τ – ҚТ тоғын анықтау үшін қажет есептік уақыт;

T_α - ҚТ желісіндегі тұрақты уақыт.

ВЭБ 110Н 2500-40 ажыратқышы үшін есептік уақытты τ анықтаймыз:

$$T = t_{св} + 0{,}01, \quad (3.17)$$

$t_{св}$ – ажыратқыштың тиісті уақыт;

$$T = 0{,}04 + 0{,}01 = 0{,}06 с.$$

К-1 және К-2 нүктелері үшін апериодтық құраушысын анықтаймыз:

$$i_{\alpha\tau}^{К-1} = i_{кз}^{К-1} \sqrt{2} \cdot e^{-\tau / T_\alpha}, \quad (3.18)$$

$$i_{\alpha\tau}^{К-1} = 10415 \cdot 1{,}41 \cdot e^{-0{,}06/0{,}03} = 1762{,}2 \ А.$$

$$i_{\alpha\tau}^{К-2} = i_{кз}^{К-1} \sqrt{2} \cdot e^{t / T_\alpha}, \quad (3.19)$$

$$i_{\alpha\tau}^{К-2} = 8835 \cdot 1{,}41 e^{-0{,}06/0{,}03} А.$$

№14 «20 лет октября» қосалқы станциясындағы ҚТ тоғы мәндерінің шешімін 3.1кестеде көрсетеміз.

3.1 кесте – ҚТ тоғын есептеу

Параметрі	К-1 нүктесі	К-2 нүктесі
Екі фазалы ҚТ тоғы, А	10415	8835
Бір фазалы ҚТ-ғы соққы тоғы, А	2504	2260
Квадратты екі фазалы ҚТ тоғының импульсі	2,115	1,572
ҚТ-ң апериодты құраушысы, А	1762,2	1464,1

4 №14 «20 лет октября» қосалқы станциясындағы басты құрылғыларды таңдау

Өткізгіштер және элект қондырғылардың аппараттары, сонымен қатар қосалщқы станцияның таратушы құрылғылары барлық жұмыс режимдерге және электр қондырғылардың нормалы, жөндеу жұмыстары, апатты және апаттан кейінгі режимдерге қамтамасыз ету керек.

Нормалы режимде электр қондырғының барлық элементтері немесе қарастырылып отрылған бөлігі жоспарланған жүктеме мен сапалы көрсеткіштерге жұмыс жасайды. Аппаратты таңдаған кезде нормалы режимдегі ең үлкен тоқ алынады.

Жөндеу жұмысы мен апаттан кейінгі режимдерде резервті жөндеу мен істен шыққан құрылғының бөлек элементтері асқын жүктемеде болуы мүмкін.

Қарастырылып отырған электр қондырғының элементінен ең үлкен тоқ өткен кезде, әдетте ҚТ режимі, соңғы екі режимдерден ең ауыр режим таңдалады.

4.1 Электр аппараттарын таңдау

Бұл бөлімде трансформатор тізбегіндегі ажыратқыштар мен айырғыштарды 1-кестеге сәйкес таңдау жүргізіледі.

Ажыратқыштарды таңдау келесі шарттарға негізделеді:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст} \tag{4.1}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.наб.} \tag{4.2}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд.} \tag{4.3}$$

$$I_{ном.отк} \geq I_{п.о.} \tag{4.4}$$

Таңдалған ажыратқыш жылу төзімділік тоғы бойынша тексеріледі.

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k. \tag{4.5}$$

мұндағы B_k квадраттық тоқ импульсінің есептік мәні, $кА^2с$.

$$B_k = I^2_{п.о} \cdot (t_{откл.рас} + T_\alpha), \tag{4.6}$$

$$t_{откл.рас} = t_{откл} = t_{рз} + t_{откл}, \tag{4.7}$$

$$t_{откл} < t_{терм}. \quad (4.7)$$

Айырғыштарды таңдау келесі шарттармен орындалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст} \quad (4.8)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд.} \quad (4.9)$$

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k. \quad (4.10)$$

Ажыратқыштар мен айырғыштарды келесі есептік мәндерден таңдаймыз:

$U_н = 110$ кВ, $I_{max} = 14{,}4$ кА, $B_k = 2{,}115$ кА^{2}с, $i_y = 39{,}18$ кА.

$U_н = 10{,}5$ кВ, $I_{max} = 10{,}51$ кА, $B_k = 1{,}572$ кА^{2}с, $i_y = 27{,}49$ кА.

4.1 кесте – Электрлік аппараттырды таңдау

Каталогтік мәндер	
Ажыратқыш ВЭБ – 110II – 2500 – 40	Айырғыш РНД-110/1000 У1
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} = 1000\ A$	$I_{ном} = 1000\ A$
$I_{отл.н.} = 20000\ A$	$I_{отл.н.} = 20000\ A$
Ажыратқыш ВЭБ – 110II – 2500 – 40	Айырғыш РНД-110/1000 У1
$i_{аном} = \sqrt{2}\beta_н \cdot I_{откл}/100 = 7071$ А	$i_{аном} = \sqrt{2}\beta_н \cdot I_{откл}/100 = 7071$ А
$I_{дин.} = 20000$ А	$I_{дин.} = 20000$ А
$i_{дин.} = 52000$ А	$i_{дин.} = 80000$ А
$I^2_{тер}t_{дин.} = 12000$ кА^{2}с	$I^2_{тер}t_{дин.} = 939{,}25$ кА^{2}с
Ажыратқыш ВМП–10–2500-40	Айырғыш РВР-10/25000 У1
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} = 3150$ кВ	$I_{ном} = 3150$ кВ
$I_{отл.н.} = 45000\ A$	$I_{отл.н.} = 45000\ A$
$I_{дин.} = 45000$ А	$I_{дин.} = 45000$ А
$i_{дин.} = 120000$ А	$i_{дин.} = 125000$ А
$I^2_{тер}t_{тер.} = 8100$ кА^{2}с	$I^2_{тер}t_{тер.} = 7056$ кА^{2}с

Трансформатор тоғын және кернеуі өлшеуіш аспаптарын қосу үшін таңдаймыз.

Трансформатор тоғын таңдау келесі шарттар бойынша орындалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст} \quad (4.11)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.наб.} \quad (4.12)$$

$$i_{скв} \geq i_{уд.} \quad (4.13)$$

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k. \quad (4.14)$$

Қосалқы станцияда негізгі және қосымша жабдықтардың жұмыс режимін бақылау өлшеуіш-бақылау аспаптары арқылы жүзеге асады. Ток трансформаторын күштік трансформатордың $S_{ном.т} = 10000$ жоғарғы кернеу жағына таңдаймыз, трансформатордың номиналды тоғы:

$$I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т}}{U_{ном}\sqrt{3}}, \quad (4.15)$$

$$I_{ном.т} = 52{,}5 \text{ А}.$$

Трансформатордың максималды тоғы:

$$I_{max} = 1{,}4 \cdot I_{ном.т}. \quad (4.16)$$

$$I_{max} = 73{,}6 \text{ А}.$$

Анықтама бойынша трансформация коэффициенті $K_{ТГ} = 75/5$, ТФЗМ 110-У1 аламыз. Күштік трансформатордың ВН жағындағы ток трансформаторының екінші жүктемесі Э-335 амперметрі болып табылады.

Тұтыну қуаты:

$$S_{приб} = 0{,}5 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Аспаптың кедергісі:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (4.17)$$

$$r_{приб} = 0{,}02 \text{ Ом}.$$

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_{к}, \quad (4.18)$$

$$r_{пр} = 1{,}2 - 0{,}02 - 0{,}1 = 1{,}08\,\text{Ом}.$$

Келсесідей тоқ трансформаторлары таңдалды: ТФЗМ-110Б-У4 және ТШЛК- 10-У3.

4.2 кесте – Тоқ трансформаторларының есептік және каталогтік мәндері

Есептік мәндері	Каталогтік мәндер
2хТФЗМ-110Б-У4	
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 73{,}6$ кВ	$I_{max} = 1500$ А
$i_{у} = 2504$ А	$i_{дим} = 106000$ А
$B_{к} = 2{,}115$ кА^{2}с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2916$ кА^{2}с
Есептік мәндер	Каталогтік мәндер
2х ТШЛК-10-У3	
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 709$ кВ	$I_{max} = 4000$ А
$i_{у} = 15724{,}4$ А	$i_{дим} = 128000$ А
$B_{к} = 9{,}36$ кА^{2}с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с

Өлшеуіш кернеу трансформаторын таңдау келесі шарттармен орындалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст} \quad (4.19)$$

$$S_{2.ном} \geq S_{2.ном} \quad (4.20)$$

Қосалқы станцияда негізгі және қосымша жабдықтардың жұмыс режимін бақылау бақылау-өлшеуіш аспаптардың көмегімен орындалады.

- 10 кВ жинақтаушы шинада кернеу трнсформаторын таңдау;
- Сонымен қатар кернеу трансформаторы қосылу орамасының құрылымы мен сұлбасы бойынша таңдалады.

Тоқ трансформаторын орнатылған кернеу бойынша таңдайды:

$$U_{уст} \leq U_{ном.} \quad (4.20)$$

Тоқ бойынша:

$$I_{норм} \leq I_{ном.} \quad (4.21)$$

$$I_{max} \leq I_{1.ном.}$$

Электр күші бойынша төзімділігі:

$$i_{\gamma} \leq i_{дин.} \qquad (4.22)$$

Жылу төзімділігі:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \qquad (4.23)$$

Жоғары және төменгі кернеу бойынан кернеу трансформаторы таңдалады: НКФ-110-57 және НОМ-10-66.

Кернеу трансформаторының негізгі орамасындағы жүктеменің есептелуі кестеде келтірілген.

4.4 кесте –Кернеу трансформаторының негізгі орамасындағы жүктемелер

ЖК								
Аспап	Түрі	$S_{обм}$, ВА	Орама саны	cosφ	sinφ	Аспаптар саны		
							Р, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Тіркейтін вольтметр	Н-394	10	1	1	0	1	10	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	

ЖК								
Аспап	Түрі	$S_{обм}$, ВА	Орама саны	cosφ	sinφ	Аспаптар саны		
							Р, Вт	Q, вар
Активті энергияның есептегіші	Н-680	2	2	0,38	0,925	2	2,28	5,55
Қорытынды							30,28	5,55

НКФ-100-57 трансформатор жүктемесі $S_н$=400 ВА, сәйкесінше, 0,5 дәлдік класында жұмыс жасайды.

Тоқ трансформаторын аспаптармен жалғау үшін тал сымдардан тұратын ұзындығы *l = 75 км* алюминийй кабелін пайдаланамыз.

$$q = \frac{P \cdot l}{r_{пр}} \qquad (4.24)$$

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{1{,}08} = 1{,}97 \text{ мм}^2.$$

Қимасы 4 мм^2 АКРВГ бақылау кәбілін пайдаланамыз.

4.3 Қатты шинаны таңдау

Жабық 10 кВ АТҚ-да шиналау қатты алюминийлі шиналармен орындалады.

ПУЭ бойынша электр қондырғылары барлық кернеудегі ашық және жабық тарату құрылғыларында тоқтың экономикалық тығыздалуы бойынша тексерілмейді.

Есептік тоқты жалғасатын режим бойынша анықтаймыз:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (4.25)$$

$S_{ном}$ – трансформатордың номиналды қуаты, В·А

$U_{ном}$ - төменгі кернеу жағындағы трансформатордың номиналды кернеуі, кВ.

$$I_{норм} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525{,}5 \text{ А}.$$

$$I_{мах} = 1{,}35 \cdot I_{норм}, \qquad (4.26)$$

$$I_{мах} = 709{,}5 \text{ А}.$$

Рұқсат етілген тоқ бойынша алюминийлі шинаның қимасын таңдаймыз, трансформатор мен тарату құрылғысын қосатын, шағын ұзындықты көпірлік шина қосалқы станцияның аймағында орналасқандықтан. Екі полюсті шиналарды таңдаймыз (40х4) мм^2, $I_{доп} = 855$ А.

Режимде шинаны жылыту шарты бойынша тексереміз:

$$I_{мах} = 709{,}5\text{А} < I_{доп} = 855\text{А}.$$

Шиналарды жылу төзімділікке тексереміз:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.27)$$

B_k – квадраттық тоқтың импулсі, кА^2·с.

$$C = 91\frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{мм^2},$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{15{,}72 \cdot 10^3}}{91} = 1{,}4\,мм^2.$$

Шиналарды механикалық күшке тексереміз.Табиғи тербелісі 200 Гц-тен жоғары болатын *l* аралығын анықтаймыз:

$$200 \geq \frac{173{,}2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (4.28)$$

l – изоляторлар арасындағы ұзындық, км

J - шинаның көлденең қимасының инерция моменті иілгіш күшке перпендекуляр бағыттағы оське қатысты,

q- шинаның көлденең қимасы, $мм^2$.

$$l^2 \leq 200 \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (4.29)$$

Егер шиналар қабырғада орналасса, ал жолақтар пакетте тығыз орналасса, онда инерция моменті келесідей анықталады:

$$J = 0{,}72 \cdot b^3 \cdot h, \quad (4.30)$$

b- шинаның биіктігіне арналған түзету кооэффициенті;

h – қатты шинаның биіктігі, мм.

$$J = 0{,}72 \cdot b^3 \cdot 0{,}4^3 \cdot 4 = 0{,}184\,см^4.$$

Онда

$$l^2 \le \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,184}{0,8 \cdot 4}}.$$

$$l \le 0,456 \text{ м}.$$

Егер шиналар оқшауламаға жазық орналасса, онда

$$J = 0,72 \cdot b^3 \cdot h, \qquad (4.31)$$

$$J = \frac{b \cdot h^3}{G}, \qquad (4.32)$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 4^3}{6} = 4,27 \text{ см}^4.$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{4,27}{3,2}} = 1 \text{м}^2.$$

$$l \le \sqrt{1} = 1 \text{м}.$$

Шинаның осылай орналасу нұсқасы аралықтың ұзындығын 1 м-ге дейін ұзартуға мүмкіндік береді, ол дегеніміз оқшауламаны үнемдейміз. Шинаның жазық күйінде орналасуын қабылдаймыз; аралық 1м; фазалардың арасы а=0,8м.

Төсеніш аралығының арақашықтығын анытаймыз:

$$l_n \le 0,216 \sqrt{\frac{Q_n}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ_u}{K_ф}}, \qquad (4.33)$$

Q_n - жолақ осьтерінің арасындағы қашықтық, см;

J_u - жолақтың инерция моменті,

$K_ф$ - форма коэффициенті, $7 \cdot 10^{10}$ *Па*;

i_y - соққы тоғы.

$$Q_n = 2 \cdot b, \qquad (4.34)$$

$$Q_n = 0,8 \text{с}.$$

$$l_n \le 0{,}216\sqrt{\frac{0{,}8}{22083}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0{,}0216}{0{,}4}}.$$

$$l_n \le 0{,}32\,\text{м},$$

$$Y_n = \frac{h \cdot b^2,}{12} \qquad (4.35)$$

$$Y_n = 0{,}0213\ \text{см}^2.$$

Механикалық резонанс нәтижесінде күштің әртүрлі артуы орын алмас үшін, екі жолақтық-оқшаулама механикалық жүйесі жиілігі 200 Гц-тен жоғары өзінің тербелісі болу керек.

$$l_n \le 0{,}133\sqrt{\frac{EJ_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} \qquad (4.36)$$

$m_n = 0{,}432\frac{\text{кг}}{\text{м}}$ - ұзындық бірлігіндегі жолақтың салмағы:

$$l_n = 0{,}133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0{,}0213}{0{,}432}} \cdot 10^{-2},$$

$$l_n \le 0{,}32\,\text{м}.$$

Бір метр үшін m_n жолақ салмағы [7] бойынша не q қима бойынша анықталады, шина материалының тығыздығы (Алюминий үшін $2{,}7\text{A}10^{-3}$ кг/см^3) және ұзындығы 100 см. Аз мән қабылданады $l_н = 0{,}5$,сонда аралықтағы төсеніш саны мынаған тең:

$$n = \frac{l}{l_н} - 1, \qquad (4.37)$$

$$n = \frac{1}{0{,}32} - 1 = 2{,}215.$$

n= 3 қабылдаймыз.

Үш төсеніш кезінде аралықтағы есептік аралық:

$$l_g = \frac{l}{n+1}, \tag{4.38}$$

$$l_g = \frac{1}{3+1} = 0{,}25\,\text{м}.$$

Жолақтар арасындағы күштің өзара іс-қимылын анықтаймыз:

$$f_n = \frac{К_ф \cdot i_y^2 \cdot 10^{-7}}{4 \cdot b},, \tag{4.39}$$

$К_ф$ - форма коэффициенті

i_y - соққы тоғы, А.

$$f_n = \frac{0{,}4 \cdot 22615^2}{4 \cdot 0{,}004} 10^{-3} = 1219 \frac{Н}{м},$$

$$b = 0{,}004\,\text{м}.$$

Жолақ материалындағы кернеуді келесі формуламен анықтаймыз:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}, \tag{4.40}$$

W_n - бір жолақтың қарсыласу моменті, $м^3$;

l_n^2 - төсеніштер арасындағы қашықтық, м.

$$\sigma_n = \frac{1219 \cdot 0{,}25^2}{12 \cdot 0{,}107} = 59{,}33 \text{ МПа}.$$

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{\sigma}, \tag{4.41}$$

$$W_n = \frac{0{,}4^2 \cdot 4}{6} = 0{,}107\,\text{см}^3.$$

Фазалардың өзара әрекетінен туындаған шина материалындағы кернеуді анықтаймыз:

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot l_y^2}{\alpha \cdot W_ф}, \quad (4.42)$$

l – оқшауламалар аралығының ұзындығы
$W_ф$ - шина пакетінің қарсыласу моменті, $см^3$.

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1^2 \cdot 22083^2}{0{,}8 \cdot 2{,}13}.$$

$$W_ф = \frac{b \cdot n^2}{3}, \quad (4.43)$$

$$W_ф = \frac{0{,}4 \cdot 4^2}{3} = 2{,}13\,см^3.$$

Шиналардың механикалық төзімділігі қатты болады, егер:

$$\sigma_{расч} = \sigma_ф + \sigma_n \le \sigma_{доп}, \quad (4.44)$$

$$\sigma_{расч} = \sigma_{доп} = 75\,МПа.$$

Олай болса шинаның механикалық төзімділігі қатты.

АТҚ-да АС маркалы сымдардан құралған жұмсақ шиналар пайдаланады.

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 0{,}65. \quad (4.45)$$

$$I_{норм} = 0{,}65 \cdot \frac{16000}{1{,}73 \cdot 110} = 54{,}65\,А.$$

$S_{ном.т}$ - трансформатор кезекті шкала бойынша қуаты, АС 70/11 сымын таңдаймыз. Сымның диаметрі 11,4 мм, рұқсат етілген тоқ 265 А

$$I_{доп} > I_{мах}. \quad (4.46)$$

Шиналарда сметаға тексермейміз, өйткені

$$I_{кз} = 8241 \text{ А} < 20\text{кА}.$$

Шиналар ашық ауада жабдықсыз сымдардан құралғандықтан, қысқа тұйықталу тоғын жылу төзімділікке тексермейміз.

Корона шарты бойынша тексеру.

Бастапқы кернеулікті анықтаймыз:

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0{,}249}{\sqrt{r_0}}\right), \tag{4.47}$$

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}249}{\sqrt{0{,}57}}\right),$$

$$E_0 = 34{,}7 \text{ кВ/см}.$$

m – сымның бет жағының кеңдігін ескеретін коэффициент (көпорамды мыдар үшін m=0,82, r_0- сымның радиусы).

Сымның айналасындағы кернеулікті анқтаймыз:

$$E_0 = \frac{0{,}354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}}, \tag{4.48}$$

$$U = 1{,}1 \cdot U_н.$$

U = 121 кВ – қосалқы станциядағы шиналардағы кернеу

$D_{ср} = 1{,}26 \cdot D$-фазаның горизонталь орналасқандағысы.

D=250 см – фаза араларындағы қашықтық

E=27,45 кВ/см.

Келесі шарт бойынша тексеріс жүргіземіз:

$$1{,}07 \cdot E \le 0{,}9 \cdot E_0, \tag{4.49}$$

$$1{,}07 \cdot 27{,}45 \le 31{,}23.$$

Олай болса АС 70/11 сымы коронаеның шартына сай келеді.

5 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі

5.1 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу

Адам денесінен ток өткен кезде, есінен танып қалуы, демалу органдары жұмыс істемеуі және жүйке жүйелерінің бүлінуі мүмкін. Бұдан басқа электр тогы адам денесінің ашық жерлерін күйдіруі мүмкін және күюдің ауырлық жағдайы тоқтың шамасына байланысты болады.

Адам ағзасынан өтіп жатқан токқа кедергісі бірнеше факторларға байланысты, тұрақты тоқ па жоқ ауыспалы тоқ па? Адам ағзасынан тоқ қанша көлемде өтсе, тоқ тарту сонша көлемде өтеді. Адамды ток тартқан кезде, 30 секундта денесі 25% төтеп береді, ал 90 секундта — 70% күйіп қалады. Адам ағзасы үшін тұрақты ток та ауыспалы ток та қауіпті, бірақ тұрақты токтың қауіпсіздігі 3-5 рет аз, ауыспалы тоқтан. Тұрақты ток 50МА-ге дейін, ал ауыспалы ток 10 МА-ге дейін қауіпті.

Ток күші 0,05А болса, адамға қауіпті, ал 0,1 А — адам өмірін қияды. Ток өткізудің екі түрі бар:

1. электрлік соғулар - олар адамның ішкі ағзасын жарақаттайды, жүйке жүйелерін, көкірек клеткаларын жарақаттайды.

2. электрлік жарақаттар - олар адамның сыртқы терілерін жарақаттайды.

Электр қауіпсіздігінің техникалық ұйымдастыру шаралары:

Электр қауіпсіздігінің техникалық ұйымдастыру шаралары 3-ке бөлінеді. Бұларды орындайтын жұмысшылар электр қондырғыларын іске қосқанда өте білімді жауапты маман болуы тиіс.

1. Оперативтік персонал - кезекші электротехникалық персонал – бүкіл қарамасындағы электр қондырғыларын қосып жэне соған жауап береді.

2. Жөндейтін персонал— бұлар электр қондырғыларын жөндеу, реттеу, монтаждау сияқты жұмыстарға жауап береді.

3. Оперативтік жөндеу персоналы — бұлар әрі жөндеу, реттеу, монтаждау мен қоса бүкіл электр қондырғыларын іске қосып, әрі жауап береді.

Электр қондырғыларын жөндейтін, әрі іске қосатын жұмысшылар, денсаулықтары мықты, ешқандай науқас емес және білікті, білімді болуы керек, әрбір жұмысшы электрлік жұмысқа барар кезде электр қауіпсіздігі туралы емтихан тапсырып, білімін тексереді. Электр қауіпсіздігі жөнінде

курстық сабақтар өтіп, жұмыс орнында квалификациялық комиссиялар жұмысшыларды тексереді.

Комиссия жұмысшылардың біліміне қарай оқу дәрежесін жоғарылатады, сөйтіп білімін және дәрежесін көрсететін куәлік беріледі.

Жұмыс орнын ұйымдастыру электротехникалық жабдықтарды қолданарда техникалық қауіпсіздікті сақтау екі түрге бөлінеді:

- оперативтік электр қондырғыларды іске қосып тексеру, жеңіл жұмыстар істеу, қорғаныс жабдықтарын ереже бойынша қарап шығу, қауіпсіздігін қарау, еңбекті қорғау;

- электр қондырғыларында өндірістік жұмыс істеу дегеніміз — жөндеу,

монтаждау, құрылыс жұмыстарын және т.б. жұмыстарды орындау.

Электр қондырғыларының еңбек қауіпсіздігі шаралары немесе электр тоғынан қорғану шаралары:

- ток өткізгіш бөліктерді қауіпсіз жерге орналастыру;
- изоляцияны бақылау (ашық қалған жерлері болмау);
- қорғаныстық жерге қосқыш;
- қорғаныстық нөлдік сым;
- автоматтық ажыратқыш;

Қорғаныстық жерге қосқыштың 2 түрі бар: кәдімгі және жасанды.

Кәдімгідей қорғаныстық жерге қосқышқа кез-келген металл құрылмалы ғимараттар жер астындағы металл труба еткізгіштер, кран жолдары жатады.

Ал, жасанды қорғаныстық жерге қосқышқа металл стержендер немесе трубалар 25-50мм, үзындығы 2-3м, бұрыштық болат 50х50х5мм және металл ленталар 40х4мм өлшемдегі.

Қорғану құралдары 2 түрге бөлінеді:

1. Негізгі құралдар: изоляцияланған өлшем штанглері, ток өлшейтін қысқыштар, кернеу көрсеткіштері изоляцияланған құрылғылар, сатылар монтерлық құрал-жабдықтар изоляцияланған үстатқыштары бар траптар, алаңдар.

2. Қосымша қорғаныс құралдарына 1000 В кернеулік электр құрылғыларда: диэлектрикалық қолғаптар, дорожкалар және де изоляцияланған подставкалар, резина фартуктар.

Қоршаулы қорғаныстарға: щиттар уақытына қорғаныстық жерге қосқыш, уақытша алып жүретін жерге қосқыштар, сосын қорғаныс плакаттары.

Қорғаныс құралдары жұмысшыларға қорғаныс көзілдірігі арнайы қолғаптар жанбайтын матадан жасалған қорғайтын монтерлық белдіктер, қорғаныс халаттары және т.б.

Жоғарыдан түсу үшін монтерлық белдіктер, тырнақшалар, ременьмен телескоптық қондырғылар, сатылар. Белдіктер 225кг салмақты, ал тырнақшалар — 135кг салмақты 5 минуттай үстап тұра алады. Қорғаныс плакаттары 4-ке бөлінеді:

- қорғану плакаттары: «тиіспе қауіпті», «жоғары кернеу», «өміріңе қауіпті» және т.б.

- өткізбейтін: «адамдар жұмыс істеп жатыр — қосуға болмайды», «желілерде жұмыс жүріп жатыр — қосуға болмайды».

- рұқсат беру: «осы арада жұмыс істеу», «осы араға міну», «жұмыс істеуге нұсқау».

- Ескерту**:** Резеңке қолғаптар, қорғаныс құралдары жабық шкафтарда және жәшіктерде құрал-саймандардан бөлек, майдан, бензиннен және басқа заттардан аулақ тұруы керек, ал қолдану алдында қағып, тазалап алу керек.

5.2 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу

ЖЭО-да қуаты 1000кВА, кернеуі 10/0,4 кВ трансформаторлар бар. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысының кедергісін есептеуіміз керек. Жерге қосу құрылғысының кедергісі 5 Омнан аспауы қажет, яғни $R_з \leq 5$ Ом.

Болат стержен диаметрі *d*=18мм, ұзындығы *l*=7 м вертикальді болат жолақшасына бір ұшы жалғанып, екінші ұшы меншікті кедергісі ρ=400 Ом·м болатын құмға h_0=0,8 м тереңдікте енгізіледі.

Жерге қосқыштардың арақашықтығын a=3м, b=30мм . Периметрі 75 х50м.

Вертикальды ($R_{вер}$) және горизонтальды ($R_{гор}$) электродтарының токтың жайылуына қарсы кедергілерін келесідей есептейміз:

$$R_в = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot (\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + l}{4h - l}) \quad (6.1)$$

$$R_в = \frac{400}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7} \cdot (\ln \frac{2 \cdot 7}{0{,}018} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot (0.8 + 0.5 \cdot 7) + 7}{4 \cdot (0.8 + 0.5 \cdot 7) - 7}) = 38.7 \text{Ом} \quad (6.2)$$

мұнда, $h=h_0+0{,}5l=4{,}3$м

$$R_Г = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot h_o} \quad (6.3)$$

$$R_Г = \frac{400}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7} \cdot \ln \frac{2 \cdot 7^2}{0{,}03 \cdot 0{,}8} = 75.6О5 \quad (6.4)$$

Белгілі а – мен вертикаль электродтар санын табамыз

$$n = \frac{P}{a} = \frac{2(A + B)}{a} \quad (6.5)$$

$$n = \frac{2(75 + 50)}{3} = 84 \text{дана}$$

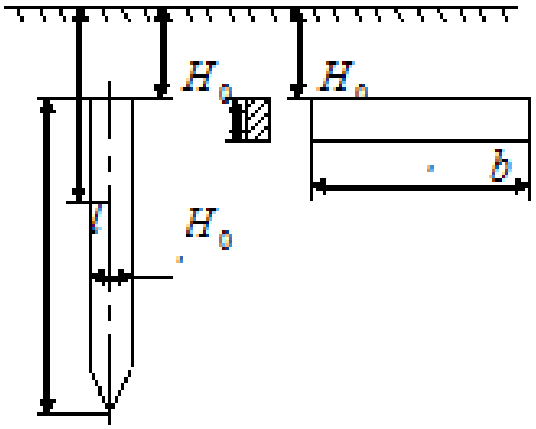
Жерге қосу құрылғысының толық кедергісі

$$R_т = \frac{R_в \cdot R_г}{(R_в \cdot \eta_в + R_г \cdot \eta_г \cdot n)} \qquad (6.6)$$

$$R_т = \frac{68,7 \cdot 75,6}{(68,7 \cdot 0,94 + 75,6 \cdot 0,5 \cdot 84)} = 0,9 \text{ Ом}$$

Электродтарды қолдану коэффициенттері: $\eta_в$=0,94; $\eta_г$=0,5

Бұл кедергі талап етілген кедергіден (5 Ом) төмен, яғни қауіпсіздікті арттырады.

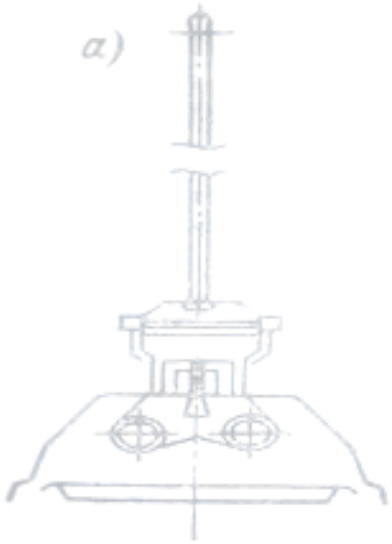


5.1сурет –Қорғаныстық жерге қосу электродтарының грунтта орналасуы

5.3 Қондырғы орналасқан бөлмедегі жасанды жарықтандыруды есептеу

Бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×40, қуаты 40 Вт болатын шамдалды таңдап алдым.

Конструкция. Цельнометаллиялық дәнекерленген корпустан жылу реактивті бояумен жабылған жапырақ бола бастады. Корпустың ішінде электрондық пускорегулирующий аппарат қойылған. Оптикалық бөлік. Қорғайтын параболалық кереге бүркеме серіппелерге корпусқа бекітілген анодтаған алюминиден жасалған.



5.1 сурет - Люминесенттік лампа

$H_{ес}=H-(h_ш+h_{ес})$
$H_{ес}$ – жұмыс кеңістігінен шамдалдың іліну, м.
H – бөлме биіктігі, м.
$h_ш$ – шамдалдың іліну биіктігі, м.
$h_{ес}$- еденнен жұмыс істеу кеңістігіне дейінгі, м.
Менің таңдауым бойынша $h_{шбер}=0$ м, $h_{ед}=0$ м.
$h_ш = h_{шбер}+h_{ед} = 0+0=0$ м
мұндағы $h_{шбер}$ – шамдалдың биіктігі, м
$h_{ед}$ – еденнен биіктік, м
$H_{ес}=3,2-(0,6+0)=2,6$ м

КСС тип Г 0,8÷1,1. Мен таңдаған ЛЛ үшін $\lambda_э = 0,8$.

$$\lambda = L \div H_{ес} \rightarrow L = \lambda \cdot H_{ес} = 0.8 \cdot 2.6 = 2.08 \text{ м}$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1$$

$$l = 0.3 \cdot L = 0.3 \cdot 2.08 = 0.624 \text{ м}$$

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{6.8 - 2 \cdot 0.624}{2.08} \approx 3 \text{ қатар}$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{12 - 2 \cdot 0.624}{2.08} \approx 5 \text{ дана}$$

$$N_Ш = N_R \cdot R = 5 \cdot 3 = 15 \text{дана}$$

Демек, бөлмедегі шамдар саны $N_Ш$=15 дана

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{6.8 - 2 \cdot 0.624}{3 - 1} \approx 2.8 \text{м}$$

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{12 - 2 \cdot 0.624}{5 - 1} \approx 2.7 \text{ м}$$

Тексеру:

$$1 \le \frac{L_A}{L_B} \le 1{,}5 \qquad \frac{L_A}{L_B} = \frac{2.8}{2.7} = 1.04$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 12 \cdot 6.8 = 81.6 \text{ м}^2$$

Бөлме индексін анықтаймыз(определяемый соотношением размеров освещаемого помещения):

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{ec}(A + B)} = \frac{81.6}{2.6 \cdot (12 + 6.8)} = \frac{81.6}{2.6 \cdot 18.8} = \frac{81.6}{48.88} = 1.67$$

мұнда А,В – бөлме ұзындығы мен ені, м;

H_{ec} жұмыс кеңістігінен шамдалдың орналасуы, м.

Бөлменің жарықтану коэффициентіне сүйене отырып, пайдалану коэффициентін анықтаймыз

$$\eta = 0.61 \text{немесе } 61\%$$

Қор коэффициенті – 0,8.

Бөлменің минималды жарықтану коэффициенті z = 1,1.

Шамның жарықтық ағымын анықтаймыз:

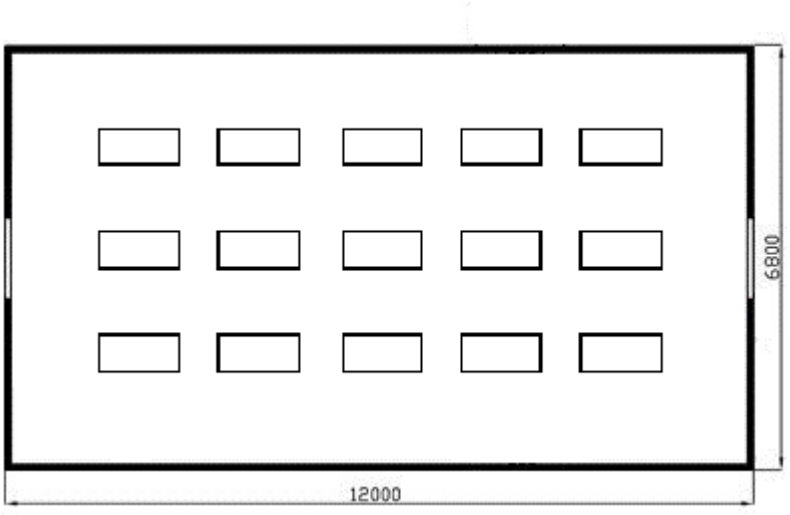
$$Ф_{шам} = \frac{E_н \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0.8 \cdot 81.6 \cdot 1.1}{15 \cdot 0.61} = \frac{114048}{48.75} = 2354.36 \text{лм}$$

Бұл бөлме үшін мен «Жарық техникасы» каталогынан маркасы ПВЛМ-1×40, қуаты 40 Вт болатын шамдалды таңдап алдым. Шамдалдағы бір шамның көрсеткіші – 2250 лм.

Жарықтану ағымының шығыны төменднгідей анықталады:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum \Phi_{\text{Н}} - \Phi_{\text{шам}}}{\Phi_{\text{Н}}} = \frac{2250 - 2354.36}{2250} \cdot 100\% = -4.64\%$$

Қателік $-10 \le \Delta F \le 20$ интервал арасында жатқасын, жарықтану жақсы болады.



5.4 ЖЭО-дағы өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Өрттің алдын алу шаралары

Штаттық кесте бойынша ЖЭО-да өрт қорғанысы қарастырылған. Өрт қорғанысы тәулік бойы кезекшілік атқарады. Өрт сөндіру көліктеріне қажетті жөндеулер мен регламенттік жұмыстар жүргізіліп отырады. Қосалқы стансасы мен басқа да объектілері біріншілік өрт сөндіру жабдықтарымен жабдықталған.

Қосалқы стансада тарату құрылғылары автоматты өрт сөндіру қондырғыларымен қорғалған. Барлық объектілерге объектілік өрт нұсқаулары орындалған. Қосалқы стансаларда және объектілерде келесідей журналдар жүргізілген: «Қоймаларды, зертханаларды және басқа орындарды жұмыс соңынан жабар алдында тексеру», «Тұрақтағы көліктерді тексеру», «Біріншілік өрт сөндіру жабдықтарының күйін бақылау журналы». Жұмыс соңынан бөлмелер мен жұмыс орындарының кілттері күзетшіге өткізіледі. Қосалқы стансаларда бекітілген оперативті өрт сөндіру жоспары бар, айрықша жауапты жабдықтарға оперативті өрт сөндіру карточкалары жасалған.

Персоналмен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

- нұсқаулар;
- өртке қарсы жаттығулар;
- персоналға өрт-техникалық минимум бағдарламасы бойынша дәрістер жүргізіледі;
- өрт қауіпсіздігі сұрақтары техникалық оқу жоспарына енгізілген.

Қосалқы станцияда құрылыс нысандарын, сондай-ақ кабельді байланыстарды құрастыру кезінде өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөнінде шаралар мен талаптар жобада ескерілген. Ондағы ашық бөліктегі кабель арналарының трассалары бір арнада әр түрлі кернеу жалғаныстары болмайтындай етіп қарастырылған, ал жеке кабельді магистральде өрт шыққан жағдайда тұтынушылардың әр түрлі функционалды топтарын ажырату қарастырылған. Трансформатор бүлінген жағдайда майдың ағып жайылуының және өрттің таралуының алдын алу үшін майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған. Өрт сөндіру апаттық шықпалы бригадалармен жүзеге асуы қажет.

№2 ЖЭО-ның аумағына кіретін жекеленген орындар мен құрылыс бөліктерінде өртке қарсы қорғаныс ретінде екі автоматты іске қосылу іс шарасы (ПЧ-13) ұйымдастырылған.

№2 ЖЭО-дағы барлық ғимараттар мен құрылыс орындарында кем дегенде екі сәйкесінше есептеліп жоспарланаған қосалқы шығу есіктері қарастырылған. Биіктігі 10 м және одан жоғары ғимараттар үшін шатырдан төмен түсетін баспалдақтар немесе темірден жасалған, ғимараттың сырт жағы арқылы орналастырған арнайы баспалдақтар жасалған. Ал биіктігі 20 м жоғары құрылыс орындары үшін темірден жасалған, арнайы тәртіппен салынған, бұрылу реттілігі 6:1аспайтын баспалдақтар жасау керек. Ғимарат биіктігінің айым көрсеткіші 1 метрден аспайтын, ғимарат бөліктерінде қауіпсіздікті қамтамассыз ететін баспалдақтар ғимарат биіктігіне қарамастан орналаса береді.

Қазіргі кезде №2 ЖЭО да ППС-1 аппаратуралық базаға негізделген және ДИП-1 айнымалы өрт дабылдатқышы бар автоматты түрде іске қосылатын өрт қауіпіне қарсы кабельді құрылым жұмыс істеп тұр. Жоғарыда айтылған қауіпсіздік шаралары ГОСТ 12.1.033-81 стандартына негізделіп жасалған. Сонымен қатар жылу электр орталығында арнайы жер асты жолдары, жасақталған бөлмелер, жоғары деңгейде реттелген ауалы механикалық көбік арқылы сөндіретін қондырғылар орналастырған.

Жылу электр орталығындағы отын көзі сақталатын және ұнтақтағыш бөліктерінің біріккен жерлерінде, сонымен қатар, негізгі корпустың көп қолданыстағы бөліктерімен көмір өңдейтін, тасымалдайтын бөліктерінің біріккен жеолерінде арнайы және ерекше, өрт сөндіру мақсатында, ғимарат ішілік су құбырлары келтірілген.

Қазандық цехында белгіленген 11.5 және 0.00 метраралықтағы және машиналық залдағы белгіленген 0.00 метр аралықтағы жерлерде өрт қауіпсіздігі орталықтары жасалған. Бұл орталықтардың жұмысы қауіп қатер төнгенде қосымша әрі керек көмекті көрсету.

Ғимарат ішіндегі немесе сыртында абайсызда пайда болған түтін немесе температураның көтерілгенін сезген импуль қабылдағыштар, сәйкес хабарды беру арқылы:

Электр жетек жұмысына негізделген кей бір механизмдер жұмысына керек жағдай жасайды;

Жұмысшы насосқа дабыл беріп, ол арқылы өрт сөндіргіш құрылымға қажетті қоспа сұйықтықты жасау үшін, резервуардан 6% ті арнайы дайындалған қоспаны жинайды.

Қазандық цехында ілеспе газдардың температурасын реттеп отыратын арнайы дабыл қабылғадыш құрылым орналастырған. Оның көмегімен, қатерді сезген кезде, басты басқарушы щитке бірден дабыл беру арқылы негізгі механизмдерді аман алып қалу мақсатында, тез арада жұмысын шектеуге тура келеді.

Түтін соргыларының жұмысы тоқтаған кезде, автомадты түрде ыстық көмір салқындатқышы және тозаң сорғышның үрлеме салқындатқышы тоқтайды.

Жылу электр орталығында, турбиналық цехтегі өрт қауіптілгі ең көп жер, ол турбоқондырғының майлы реттеу жүйесі. Оқшаулығыштардағы май алуысымының қауіпсіздігін сақтау мақсатында, оларды ақ қаңылтырдан жасалған кожухпен қаптау керек. Генераторлардың май реттеу жүйесінде автомадты түрде жұмыс істейтін газ бағылағыш қондырғылары орналастырылған. Бұл құрылғы ауадағы сутекті ауысымды реттеу және бақылау үшін жасалағн.

5.5 Өртке қарсы шаралар

Өрт қауіптілігі ең көп кездесетін, негізгі корпус, газ мазутты қоймалар үшін арнайы сақиналы жолдар жасалған.

Ғимараттар мен құрылыс орындары үшін кемінде бір жақтан қауіпсіз кететін жол жасалған. Ғимаратқа келетін жолдардың барығы 5 м ары және 25 м бері арнайы жоспарланған.

Барлық өртке қарсы су қорларына арнайы қауіпсіз жол жоспарланған. Шықпалы каналдар үшін екі жағыда ыңғайлы өртке керекті су алуға керек қондырғылар өрт машиналарына орналастырылған.

Өндіріс ауданына жақын жерлерде өрт сөндіргіш орталық орналасқан. Оның өрт сөндіру радиусы ЖЭО үшін 4 км аспайды.

Аудан көлеміндегі барлық құрылыс орындары сәйкесінше негізделген өртке қарсы көрсеткішке ие. Ал арнайы өртке қарсы есіктер өртке тек 0,6 сағат қана қарсылық көрсете алады.

Отын көзі сақталатын орында арнайы ережеге негізделген шаралар жүргізіледі. Ол сәйкесінше «электр станцияларындағы отын көзінің қрт қауіпсіздігі ережелері» атты шартта негізделген. Бұл шарт бойынша отын көзі сақталатын орын, өртке қарсы 2 немесе 0,75 сағат қарсы бола алатын материалдан салынуы керек. Электр техникалық ғимараттарда ПУЭ бойынша

конструциясының өртке төзімділігі 0,75 сағат болуы керек. Сол себепті бұл ғимараттарды негізгі құрылыс қаңқасын дәнекерлеу арқылы сақтайды.

Ғимараттардың әр бір қабатынан кемінде екі қосалқы шығу есігін жасау керек.

Сонымен қатар турбинаны реттеу және бұрандаларды дәнекерлеугге арналған жүйелерде де өрт қауіпсіздігінің шаралары қарастырылған.

Сол себепті ЖЭО ның бас электрлік және бас конструкциялық жоспарын жасаған кездері жоғарыда айтылған қауіпсіздік шараларына үлкен ден қойылуы керек. Себебі олар сақталмаса жұмысшылар өміріне үлкен зиян келуі мүмкін.

6 Экономикалық бөлім

6.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі

Қазақстанның энергетика жүйесі – электр энергиясы мен қуатын өндіру және электрмен жабдықтау жүйесі; ұлттық экономиканың өндірістік және әлеуметтік инфрақұрылымындағы маңызды сала әрі өнеркәсіптің басқа салаларын дамытудың басты базасы.

Электр энергиясының бірыңғай рыногы екі деңгейден тұрады – электр қуаты мен энергияның көтерме рыногы (ЭҚЭКР) және электр энергиясының өңірлік бөлшектік рыногы.

Көтерме рыногында энергияны өндіретін ұйымдар олар өндірген электр энергиясын көтермелеу сатып алушыларға (ірі тұтынушылар мен ТЭК) еркін сатады. Бұл ретте электр энергияның бағасы сатып алушы мен сатушы арасындағы шартта белгіленеді, ал электр желілік компаниялардың олардың желілері бойынша электр энергиясын таратуға арналған тарифтерді уәкілетті реттейтін мемлекеттік орган белгілейді.

Бөлшектік рынокта тұтынушыларға электр энергиясын жеткізуді, әдетте, монольдық электр желілік компаниялар жүзеге асырады.

Бөлшектік рынокта электр энергиясын сатумен мыналар айналысады:

– ТЭК және олардың құрылымдық бөлімшелері;

– бір бөлігі ТЭК-пен қосылған жергілікті маңызы бар электр станциялар;

– жеке меншік делдалдар (трейдерлер);

– коммуналдық қызметтер және коммуналдық меншікке берілген басты қуаттар.

Бөлшектік рынокта сатылатын электр энергияның бөлігін көтермелеу рыногында делдалдар сатып алады.

Республикадағы бар өсу қарқынында қалыптасқан өнімнің энергетикалық сиымдылығында, жыл сайынғы электр энергияны тұтынудың өсуі болжаудың бір нұсқасы бойынша 2015 жылы елде бүтіндей 95 млд.кВт·сағ құрайды, ол 2007 жылғы деңгейде төмен 104,7 млд.кВт.

2009 жылдың аяғында Қазақстан электрлік станциясының жалпы орнатылған қуаты 2008 жылдың ұқсас кезеңімен 144,1 МВт-қа артық 18331 МВт құрады.

Өзіміздің электрлік станцияларымызбен электр энергиясын өндіруде қарқымның (патенциалдың) едәуір бар екендігін көрсетті, ЖЭО-да қуаттың орта жылдық қор өлшемі 2297 МВт құрады.

Жүктемелер максимумының ең көп өсуі Қазақстанның батыс облыстарында болды. 2006 жылмен салыстырғанда жүктеменің максимумы 114 МВт-қа немесе 12,9 %-ға өсті. Соның ішінде Қызылжар облысында 66 МВт (19,4 %).

Мұнай және табиғи газды табудың көлемін өсу себебімен тұтыну өсімі болады. Жүктеме максимумы 1297 МВт-ты құрады. Шектік жүктемелік гидроэлектрлік станциялар 524 МВт, жылу электрлік станциялар 290 МВт есебінен және жиынтық өлшемі 566 МВт қуаттың сыртқы асқын ток есебінен жабылды.

Соның ішінде Ресей – 46 МВт, Орталық Азия – 520 МВт электр энергияның жылдық тұтынылуы 58047,5 млн кВт·сағ-қа өсті. 2010 жылды өткен жылмен салыстырғанда электр энергияны тұтынудың өсуі Қазақстанның барлық аймақтарында болды. 2010 жылға Қазақстандағы энергияны өндіру және тұтынудағы жиынтық мәліметтер 4.1-кестеде келтірілген.

6.1 кесте – Өндіру және тұтыну бойынша жалпы деректер

Атаулары	2009	2010	+/-	%
Электр энергиясының тұтынушылары, млн. кВт·сағ				
Қазақстан, барлығы	56657,4	58047,5	1390,1	2,5
Қызылжар облысы	2414,2	2557	142,8	5,9
Электр энергиясының өндірілуі, млн. кВт·сағ				
Қазақстан, барлығы	55231,4	58178	2946,6	5,3
Қызылжар облысы	1166	1504	338,7	29

ЖЭО-ның электр энергиясын өндірудірудің жалпы теңгеріліміне қатысуы.

Кестеден көріп отырғанымыздай 2010 жылғы бүкіл Қазақстанда электр энергияны өндіру 58178 млн. кВт·сағ. құрады да, соның ішінде:

– жылулық электр станцияларымен – 47065,7 млн. кВт·сағ.;
– гидроэлектр станцияларымен – 8860,9 млн. кВт·сағ.;
– газ турбиналы эектрлік станцияларымен – 2251,4 млн. кВт·сағ.

6.2 Жылулық энергияны өндіру

Энергетикалық нәтижелілік протоколға сәйкес экологиялық көрінісінен энергетикалық партияға араластырылған оралымдағы жылу және электр энергия өндірісі бар орталықтанған жылумен жабдықтау отын энергиясын қолданудағы өмір сүру ортасына түсетін экологиялық жүктемені азайту мен ресурс сақтауда ең басым бағыт деп мойындалынады. Әлемнің 51 елінде, соның ішінде Қазақстанда.

Негізінен жылулық графигімен жұмыс істеуге салынған және қазіргі уақытта істеп тұрған ЖЭО-ның анықталған электр қуаты 6700 МВт-ты құрайды (барлық эектр станциялардың қуатынан 38 %).

Содан елдің 40 %-дай жылытуын 46 %-дай электр тұтынылуы жабылады.

Өткен соңғы жылдардағы Республикадағы жылу тұтынудың жалпы құлдырауы алдымен Республиканың экономикасын өзгертудегі өтпелі кезеңде

өнеркәсіптік өндірістің төмендеуімен қатар тұрғын үй құрылысы қарқынының баяулауына байланысты.

Қызылжар облысында өнеркәсіптік өндіріс пен облыс халқының көбеюіне айқын бет алыс күтілетінін байқаймыз.

Орталықталған жылумен жабдықтау жүйелерінің ең негізгі элементтері болып табылатын Қазақстандық жылулық тораптар мәнгілік емес жабдықтармен қолданылған ескірген технологиялармен орындалған, орнатқанда және пайдаланғанға жұмысы көп. Сондықтан қазіргі уақытта олар өздерінің негізінде рационалды жүйесінде ең сенімсіз буын болды. Ал 42 %-ға жететін шығындар жылумен жабдықтау өз идеясын анықтамайды.

Қазақстан Республикасының нарықтық экономика ұстанымына ауысуы жылу шаруашылығының келешектегі даму ырғағын өзгерту қажеттілігімен түсіндіріледі. Өнеркәсіптегі құрылыстық өзгерістер, тұрғын үй құрылысындағы жаңа бағыттар, органикалық отынның бағасының тез өзгеруі, экологиялық қауіпсіздігі мен жылу сапасы өсіп келе жатқан талаптар энергия өндіретін серіктестіктерден басқаруда жаңа жақындауларды талап етеді. Жобаланатын ЖЭО-ның меншікті пішіні.

Қазіргі кезде Республикадан көптеген энергия өндіретін серіктестіктер жеке меншікте. Ең ірілері мемлекет меншігінде қалады, бірақ олардың бір бөлігі көп мезгілде Республикадағы ұсақ жұмысқа емес, уақытша пайдалануды көздеген жеке шет ел инвесторлары (қаржы салушылар) басқаруында.

Қаржыландыру көзі болып жеке инвесторлар табылады. Бірақ мемлекет электр энергия болып табылатын стратегиялық өнімді бақылап отыруы қажет. Сондықтан жаңа станциялар құрылысы болашақта шет ел капиталы қатысуымен бірлескен кәсіптер қорында жасалады. Сонымен қатар Қазақстан бизнесмендерінің қаржы салуы да жоққа шығырылмайды.

6.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар

Инвестиция – қоғамды техникалық, технологиялық, әлеуметтік, мәдени, интеллектуалды дамытуға салынан қаржы немесе капитал. Инвестицияның нысаны болып (салынып, жаңартып және кеңейіп жатқан) кәсіпорындар және жаңа өнімді немесе қызмет көрсетуге арналған оның негізгі қорларының түрлері; қоғамның әлеуметтік-экономикалық дамыту мәселелерін шешуге арналған республикалық, аймақтық немесе салалық бағдарламалар; өнімнің немесе қызметтің жаңа түрін шығарулар жатады.

Инвестицияның келесідегідей түрлері қолданылады: қаржының ақшалай түрі (мақсатты салымдар, бағалы қағаздар, несиелер, мүліктік немесе басқа да салымдар); құрылыстар, ғимараттар, жұмыс машиналары және механизмдері, беріліс құрылғылары, транспорт, өндірісте пайдаланатын басқа мүліктер, жер, ақшаға теңдес мүліктік құқық.

Инвестициялық шығындар инвестициялық бағдарламаны орындауға қажетті қаржылардан тұрады. Оларға жер сатып алу, құрылыс салу алаңын дайындау жұмыстары, жобалық және конструкторлық жұмыстар, негізгі өндірістік үрдіске қажетті құрылысты салу, машиналарды, жабдықтарды және басқа негізгі қорларды сатып алу, пайдалану және енгізу алдындағы ескерілмеген шығындар жатады.

Инвестиция көзі болып табылатындар:

– өз қаражаты – пайда, амортизациялық аударылымдар немесе нақты бір мүліктер, нысандар: жер, негізгі қор түріндегі өндірістік меншік немесе жеке меншік;

– жеке тұлғалардың немесе өндірістік-қаржылық топтардың қайтарымсыз қаржыны беруі;

– бюджеттен (республикалық, жергілікті) бөлу;

– қарыз ақша (банктердің, сақтандыру компанияларының несиелері, шетел несиеслері, қайтарылуы қажет мемлекеттік несиелер және т.б.).

Отандық экономикалық әдебиеттерде негізгі қорларды жетілдіру мен дамытуға салынатын инвестицияны капиталдық салымдар деп атайды.

Тиімділіктің жалпы теориясында инвестициялық салымдарды коммерциялық және қаржылық тиімділік, бюджеттік, экономикалық тиімділік деп бөлінеді. Олардың әрқайсысы өзінің анықталған жүйелік көрсеткіштерімен сипатталады және нақты бір мақсатқа пайдаланады. Қаржылық тиімділік инвестициялық жобаға қатынасушылардың сол қаржының салдарынан болатын нәтижелерін бағалауға қоланылады. Бюджеттік тиімділік бюджет көздерінен қаржыландырған жобалар бойынша анықталады.

Экономикалық тиімділікті есептеу әдістері әртүрлі болып келеді. Олар экономикалық негіздеудің мақсаттары мен міндеттеріне, сондай-ақ қаржы салымдарының шарты мен бағыттарына байланысты болады.

6.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу

Өнімнің өзіндік құны дегеніміз – ақшалай түрде болатын кәсіпкерліктің өндіріске шығындалған қаржыларының негізгі және айналым орнын толтыратын шығындар мен қажетті өнім шығаратын адамдар еңбегіне ақы төлеу, қоғамға қажетті өндіріс шығындары мен өнімнің сатылуының бір бөлігі. Өзіндік құны өндіріс шығынының өлшеуіші ғана емес, сонымен олардың реттеуіші. Онда еңбек өнімділігі деңгейі; негізгі қорларды пайдалану деңгейі; жабдықтар, шикізаттар, отын шығындары үнемділігі; өндірісті пайдалану және ұйымдастыру сапасы кешенді түрде көрсетіледі. Өзіндік құнды азайту қоғамдық өндірітің нәтижелілігін көбейтудің негізі және өндірістің пайдасы мен тиімділігін арттырудың бірден бір жолы.

ЖЭО-да электрлік және жылу энергияларының өзіндік құны калькуляция тәжірибесінде физикалық әдіс қолданылады.

Жылуды алудағы отын шығыны турбинада жұмыспен өтелген буды пайдалану емес, егерде олар қазаннан тікелей жылудың алынғанындай қабылданады.

Отынға кететін шығындар мен сәйкесінше қазандық пен отынды транспорт цехтар шығындары анықтауыштар болып табылғандықтан, калькуляцияның физикалық әдісі осы жағдайда электр энергияны өндіруге және жылу өндіруге кететін жалпы отын шығынына әкелінеді.

Бұл әдіс жылу электр орталықтың энергия теңгеру шартына жауап береді, бірақ кемшілігі бар: электр энергияның энергетикалық бағалылығымен қатар, оның көрсеткіштеріне байланысты жіберілетін жылу есепке алынбайды.

ЖЭО-да электр және жылу энергиясының өзіндік құнын калькуляцияланған шығындар келесі цехтармен топталады:

Физикалық әдісті қолданумен ЖЭО-да өндірілетін электр және жылу энергиясын арасындағы шығындарды тарату көп жағдайда келесілерді есепке алумен іске асырылады:

– отын-транспортты және қазандық цехтар мен химиялық және жылулық бақылау цехтарының барлық шығындарын (I топ) электр станцияның энергетикалық теңгерімін есептеуде анықталатын жылумен жабдықтау бөлімінің шығындарының (бойлерлік немесе бу өзгертетін қондырғы жылу энергиясына жатқызылады) осы түрлеріне кететін шартты отынның шығыны арасында пропорционалды таратады;

– турбиналық және электрллік цехтардың (II топ) шығындарын электр энергияға жатқызылады;

– жалпы станциялық шығындарды (III топ) алдыңғы шығындарды тарату нәтижесінде алынған жиынтыққа пропорционалды электр және жылу энергиясын арасына таратады, яғни цехтік өзіндік құнына пропорционалды;

– жылына электр және жылу энергиясының жіберілуін анықтау;

– электр қуатын беру.

Жылына энергияның ЖЭО-дан жіберілу көлемін анықтаймыз, $W_{ЭЭ}$, кВт·сағ.

$$W_{ЭЭ} = \left(R_{З1} \cdot t_1 + P_{З3} \cdot t_3\right) + \\ + \left(З_{Л1} \cdot t_1 + P_{Л2} \cdot t_2 + P_{Л3} \cdot t_3\right) \cdot \left(365 - nот\right), \text{МВт} \cdot \text{саг.} \quad (6.1)$$

мұнда $P_з$ – станцияның қыста ұстанатын қуаты;

$P_л$ – станцияның жазда ұстанатын қуаты;

t – станцияның тәулігіне қандайда бір жүктемені ұстанатын сағаттары;

nот – оптималды жылыту периодтағы күндер саны, Қызылжар қаласы үшін nот=203 тәулік.

$$W_{ЭЭ} = (180 \cdot 18 + 165 \cdot 6) \cdot 203 +$$
$$+ (173 \cdot 18 + 152 \cdot 6) \cdot 162 = 3429500, \text{МВт} \cdot \text{саг.}$$

Электр энергиясын жіберуге кететін шартты отынның жылдық шығыны:

$$B_{У.Т} = W_{ЖЫЛ} \cdot B_{ЭУД} =$$
$$= 3429500 \cdot 103 \cdot 0{,}246 = 874677800 \text{ кг} \cdot \text{у.т.} / \text{жыл} \qquad (6.2)$$

$$B_{ЭУД} = 0{,}246 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{саг.ғ}$$

Энергияны жіберуге кеткен табиғи отынның жылдық шығыны:

$$B_{Э} = B_{У.Т.} \cdot 7000 / Q_{НР} =$$
$$= 874677800 \cdot 7000 / 10^3 = 612274460 \text{ кг} / \text{жыл} = 612274 \text{ т} / \text{жыл} \qquad (6.3)$$

Жылулық энергияның жылдық жіберілуі. Егер ЖЭО жылулық графикпен жұмыс істейді, яғни электр энергиясын өндіру жылулық тұтынуда жүреді деп болжасақ, онда орнатылған жылулық қуатты пайдалану сағаттар саны электр қуатының пайдалану сағатына тең. Жылудың жылдық жіберілуі жылулық жүктеменің ұзақтығы графигімен анықталады:

$$Q_{т.жыл} = 2145187{,}1 \text{ Гкал} / \text{жыл}$$

Жылуды жіберуге кететін табиғи отынның жылдық шығыны:

$$B_{Т} = Q_{Т.} \cdot B_{ТУД} \cdot 7000 / 1000 =$$
$$= 2145187{,}1 \cdot 155 \cdot 92 \cdot 7000 / 10^4 = 234134{,}3 \text{ т} / \text{жыл} \qquad (6.4)$$

$$B_{ТУД} = 37{,}39 \text{ кг} / \text{ГДж} = 155{,}92 \text{ кг} / \text{Гкал.}$$

Табиғи отынның ЖЭО $B = B_Т + B_Э = 846408\, т/жыл$ бойынша жалпы шығыны. Шартты отынның ЖЭО $B_У = 1342537{,}6\, т.у.т/жыл$ бойынша жалпы шығыны. Электр станцияның жылдық шығындары отын шығындарын $И_{ст}$ табысты $И_о$, негізгі қорлар амортизациясын $И_а$, олардың ағымдағы жөндеуін $И_{аж}$, төлем ақысын $И_{та}$ есепке алатын жалпы шығындар ретінде алынады.

$$И_{ст} = И_о + И_{та} + И_а + И_{аж} \qquad (6.5)$$

Отынға кететін шығындар $И_о$, млн.тг, мұндай отынды сатып алуға кететін шығындар және оны тасымалдау мен сақтау кіреді. Отынның керекті көлемі, демек, тасымалдауын есепке алғандағы бағасы электр энергиясы мен жылу энергиясы жүктемелері графиктерімен электрлік станцияның пайдалы әсер коэффициентімен анықталады.

$$И_о = В + Ц_О$$

мұнда $Ц_0$ – франко-станция тұтынушы отынының тоннасының бағасы;

$$И_0=846408\cdot4500=3808 \text{ млн.теңге.}$$

Қаржы салулар және негізгі қорлардың амортизациялық шығарылулары $И_а$ млн.теңге шығындық немесе негізгі жабдықтардың, құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады. Ұлттық экономикада тұрақтылық болмағасын және тіпті амортизация процессі туралы бір ауыздық пікір болмағанның қазіргі мезгілде амортизация шығаруға қажетті санды анықтау өте қиын.

$$И_а = di/100 \cdot К \qquad (6.6)$$

мұнда di – амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;

К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

Электрлік станциялардан негізгі өндірістік қорлар құны өндірілетін қуат-тар құрылысы мен электр станциясындағы меншікті қаржы салулар мөлшер-лемелерінен шығып қана анықталады.

Агрегаттардың орнатылған қуаттары – 1000 кВт;

Агрегаттар саны – 2;

Меншікті салымдар – 45600 тг/кВт;

Қаржы салымдары – 13680 млн.тг.

$$И_а=7/100\cdot13680=957,6 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО-ның пайдаланатын қызметкерлер табысы $И_т$, млн.тг, ішінде: негізгі жұмысшы қызметкерлер табысын; инженерлі-техникалық жұмысшылар, жөндеуші қызметкерлер, әкімшілік қызметкерлер табысын кіргізеді.

$$И_{та} = n_{шт} N_у \cdot З_{ср} \qquad (6.7)$$

мұнда $n_{шт}$ – берілген станцияүшін штаттық коэффициент, 1,5;

$N_у$ – электр станцияның орнатылған қуаты;

$З_{ср}$ – өнеркәсіптік өндірістегі қызметкерлердің бір адамның орта жылдық қорының табысы.

$$И_{та} = 1{,}5 \cdot 300 \cdot 360000 = 162 \text{ млн.тг.}$$

Ағымдағы жөдеу шығындары $И_{аж}$ млн.теңге, негізгі және қосалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопарктің ағымдағы жөндеуінің шығындары

$$И_{аж} = (0{,}1 - 0{,}2) \cdot И_{а} \quad (6.8)$$

$$И_{аж} = 0{,}1 \cdot 957{,}76 \text{ млн.тг.}$$

Жалпы станциялық шығындар $И_{ж}$ млн.теңге, өзіне сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрлеріне кететін шығындар, есептегіш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар, банк қызметі, агротехника қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және ведомстволықсыз қорғаныс қызметі, кеңселік және почталық қызметтерді өзіне енгізеді.

$$И_{об} = (0{,}16 - 0{,}32) \cdot (И_{та} + И_{а} + И_{аж}) \quad (6.9)$$

$$И_{об} = 0{,}16 \cdot (162 + 957{,}6 + 95{,}76) = 194{,}46 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО бойынша жалпы шығындар:

$$И_{жш} = 6041{,}4 + 957{,}6 + 162 + 95{,}76 + 194{,}46 = 7451{,}22 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО цехтары бойынша шығындардың таратылуы:
Тек $И_{т}$, $И_{та}$, $И_{а}$, $И_{аж}$ және $И_{ж}$ таратылады (3.2-кесте).

6.2 кесте– ЖЭО-2 цехтары бойынша шығындардың таралуы, млн.теңге.

Цехтар тобы	$И_{т}$	$И_{а}$	$И_{та}$	$И_{аж}$	$И_{ж}$	Барлығы
I	6041,4	478,8	56,7	47,88	-	6624,76
	(100%)	(50%)	(35%)	(50%)		
II	-	430,92	56,7	43,092	-	530,71
		(45%)	(35%)	(45%)		
III	-	47,88	48,6	4,79	194,46	295,73
		(5%)	(30%)	(5%)	(100%)	
Барлығы	6041,4	957,6	162	95,76	194,46	7451,22

I топ шығындары отын шығындарына пропорционалды таратылады

$$\beta_1 = В_Э / В \qquad (6.10)$$

мұнда В – бір жылдағы отынның жалпы шығыны;
Вэ – сол кездегі электр энергия өндірісіне кететін отын шығыны.

Электр энергияға жатады:

$$И_{Э1} = 6624,76 \cdot 0,27 = 1788,68 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{ж1} = 6624,76 \cdot 1788,68 = 4836,1 \text{ млн.тг.}$$

II цех щығындары электр энергияға жатады:

$$И_{Э2} = 530,71 \text{ млн.тг.}$$

III топпен шығындарды тарату электрлік және жылулық энергиясының арасында барлық цехтың жалпы шығындары рпопорционалды тарату жасалады.

Электр энергияға жатады:

$$И_{Э3} = 295,73 \cdot (1788,68 + 530,71)/(6624,76 + 530,71) = 95,85 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{ж3} = 295,73 - 95,85 = 199,88 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО бойынша шығындарды анықтау.
Электр энергияны өндіруіне:

$$И_{Э1} = 1788,68 + 530,71 + 95,85 = 2415,24 \text{ млн.тг.}$$

Жылулық энергиясын өндіруіне:

$$И_{ж} = 4836,1 + 199,88 = 5035,98 \text{ млн.тг.}$$

Жіберілген электр энергияның өзіндік құнын анықтау үшін электр энергияға келтірілген шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с / сэ = И_Э / W_{ЭЭ} \quad (6.11)$$

$$с / сэ = 2415,24 \cdot 106 / 2139,3 \cdot 106 = 1,13 \text{ тг} / \text{кВг} \cdot \text{саг}.$$

Жылулық энергияның өзіндік құны анықтау үшін жылулық энергияның жіберілуіне келтірілген жалпы шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с / сэ = И_Ж \cdot Q_Ж \quad (6.12)$$

$$с / сэ = 5035,98 \cdot 106 / 5235183,1 = 961,95 \text{ тг} / \text{Гкал}$$

Қызылжар аймағында электр энергияға орта жіберіліс тарифі 11,2 теңге/кВт·сағ. деңгейінде.

Жобаланатын станция бәсекеге қабілеті болуы үшін, 25% тиімділікті ескере, 2,8 теңге.кВт·сағ тарифын орнатамыз.

1253,49 теңге бар тарифтерде, жылу электр энергиясы үшін 1200 теңге/Гкал көлемінде тариф орнатамыз.

6.5 Қаржылық түсімдер мен пайданы анықтау

Пайдалы жіберілімдегі жалпы ақша түсімі мынаны құрайды:

$$В = Т_Э \cdot W_{ЭЭ} + Т_Т \cdot Q_Т \quad (6.13)$$

$$В = 1.42 \cdot 2139,3 \cdot 106 + 1200 \cdot 5235183,1 = 9320,03 \text{ млн.тг}.$$

Шығындардың белгілі өлшеміндегі электр энергияның іске асу көлемін анықтағаннан кейін, теңгерімдік пайданы $П_т$ млн.теңге анықтаймыз:

$$П_Т = В - И_{СТ} \quad (6.14)$$

$$П_Т = 9320,03 - 7451,22 = 1868,81 \text{ млн.тг}.$$

Теңгерімдік пайдадан төлем ақы жасалуы тиіс, солай есептік пайда $П_е$ млн.теңге алынады:

$$П_е = П_Т - (Н_э + Н_м + П_п) \quad (6.15)$$

$$Н_э = 162 \cdot 0,26 = 42,12 \text{ млн.тг}$$

$$Н_м = 13680 \cdot 0,01 = 136,8 \text{млн.тг.}$$

$$П_о = 1868,81 \cdot 0,05 = 93,4 \text{млн.тг.}$$

$$П_р = 1868,81 - (42,12 + 136,8 + 93,4) = 1596,49 \text{млн.тг}$$

мұнда $Н_э$ – әлеуметтік салық, еңбек төлемі қорынан 26 % млн.теңге;

$Н_м$ – мүлікке салық, К-дан 1 млн.теңге;

$П_ө$ – қарыздарды өтеу және банктік несиелер бойынша пайыздарды төлеу,

$П_п$ – 5 % млн.теңге тең деп қабылдаймыз;

Сонда, таза пайда $Т_П$, млн.теңге:

$$Т_П = П_Р - Н_Т \quad (6.16)$$

$$Т_П = 1596,49\text{-}1596,49 \cdot 0,3 = 1609 \text{ млн.теңге.}$$

мұнда $Н_Т$ – тұтас жылдық табысты 30 %-ға млн.теңге, заңды тұлғалардан табыстың салығы.

Қаржы салымының өтемділік мерзімін есептеу әдісі.

Бұл әдіс әуелгі қаржы салымдардың сомасын өтеуге керек мерзімді анықтаудан тұрады немесе ақшалық түсімдердің шоғырлану жиынтығы бастап-қы қаржы салымдары мен салыстырылатын кезеңін есептеу.

$$PP = I_O / CFt \quad (6.17)$$

мұнда PP – өтелінетін мерзім, жыл;

CFt – қаржы түсімінің жылдық сомасы, млн.теңге;

I_O – бастапқы қаржы салымдар, млн,теңге

$$PP = 13680/1609 = 8,5 \text{ жыл.}$$

Қаржы салымдар 8 жыл және 5 айда өтеледі.

Әдіс қолдануда қарапайым әрі жеңіл, сонымен қатар ол жобаның қауіптілік деңгейі туралы тура дабылдандырады, қаржы салымын қайтару үшін қаншалықты көп мерзім қажет болса, соншалықты жағдайдың нашар дамуының мүмкіндігі көбееді.

Электроэнергетикалық сала өте қаржы сыйымды болғандықтан, 8,5 жыл өтем мерзімінде қаржы салымын станция құрылымына салу орынды.

Есептеуде қуаттарды кезең сайын енгізу есепке беріледі, таза пайда көп болады да, өтелу мерзімі аз болады.

Қорытынды

Бұл диплом жобасында Қызылжар қаласының солтүстік-шығысында орналасқан 110/10 кВ №14А «Киров С.М.» қосалқы станциясын қайта құру жұмыстары жүргізілді.

Қысқа тұйықталу токтарына есептеу жүргізілді. Аса ауыр режімдегі қысқа тұйықталу токтары бойынша жабдық таңдалынды: ажыратқыш пен бөлгіш.

«Қарастырылып отырған тораптың жұмыс режімдерін есептеу» тарауында Rastrwin бағдарламасы арқылы 3 режім жасалынды.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі тарауында 110 кВ қосалқы станцияның жерлендіруіне есептеулер жүргізілді. Нәтижесінде, жерлендіргіштер таңдалынды. Олардың саны мен таратушы құрылғы аумағында орналасуы есептелді. Еңбек шарттары бойынша сараптама жүргізіліп, электр қондырғыларына қызмет көрсетудегі қауіпсіздік шаралары қарастырылды.

Экономикалық бөлім тарауында жобаның инвестциялық тартымдылығы қарастырылды. Есептеулер кезінде таза дисконтталған пайданы анықтауға негізделген қазіргі заманғы әдіс қолданылды. Есептеулер көрсеткендей жобаның өзін-өзі ақтауы 2 жыл 9 айды құрайды.

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі

1. Алияров Б.Қ., Балабатыров С.Б., Қазиев А., Құсайынов А.Қ., Мұхити И.М., Шотан Ж.Ж., Ысқақов К.Б. Қазақша-орысшы, орысшы-қазақша терминологиялық сөздік: Энергетика. – Қызылжар: Республикалық мемлекеттік Рауан баспасы, 2000. – 320 б.

2. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық). – Қызылжар: "Ғылым" ғылыми баспа орталығы, 2002. – 312 б.

3. Байтер И.И. Защита и АВР электродвигателей собственнных нужд. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 104с.

4. Байтер И.И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций, М., "Энергия", 1968, - 96 с.

5. Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

6. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др.; Под ред. Васильева А.А. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

7. Гарин В.М., Кленова И.А., Колесников В.И. Экология для технических вузов. Под ред. В.М. Гарина. Ростов н/Д: Феникс, 2003г. – 384с.

8. Дукенбаев К.Д., Нурекен Е. Энергетика Казахстана (технический аспект) – Қызылжар, 2001. – 312 с.

9. Дүйсенбаев К.Ш., Төлегенов Э.Т., Жұмағұлова Ж.Г. Кәсіпорынның қаржылық жағдайын талдау. Қызылжар. – Экономика, 2001, 328 бет.

10. Дүкенбаев К.Ш. Қазақстан энергетикасы. Нарықтық қатынастар. Қызылжар: Ғылым, 1998. -350 б.

11. Еремкин А.И., Квашнин И.М., Юнкеров Ю.И. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Учебное пособие. – Москва: изд. АСВ, 2000г. – 176с.

12. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 56 с. – (Б-ка электромонтера; Вып. 536)

13. Лезнов С.И., Тайц А.А, Приклонский Е.Н. Обслуживание электрооборудования электростанций и подстанций. Учебник для сред. проф.-тех. училищ. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа., 1985. – 288 б.

14. Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей: Учебник для техникумов. – 2-е изд.,перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 344 б.

15. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1973. – 584 б.

16. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электрстанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 б.